

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y
MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE MACRODATA PARA EL
SCADA DE ELECTRO SUR ESTE S.A.A. PARA LA MEJORA DE LA OPERACIÓN
PLANIFICADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CHUMBIVILCAS AL AÑO 2025**

PRESENTADO POR:

- Br. EDANS BETHUEL LOAIZA GUTIERREZ
- Br. MANUEL ANGEL MEZA CCANA

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL
DE INGENIERO ELECTRICISTA**

ASESOR:

Dr. Ing. DONATO MAMANI PARI

CUSCO-PERÚ

2024

INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, **Asesor** del trabajo de investigación/tesis titulada: "Implementación de un Sistema de Gestión de Macrodato para el Scada de Electro Sur Este S.A.A. para la Mejora de la Operación planificada del Sistema Eléctrico de Chumbivilcas al Año 2025"

presentado por: Edans Bethuel Loiza Gutiérrez con DNI Nro.: 77658118 presentado por: Manuel Angel Meza Ccane con DNI Nro.: 70413315 para optar el título profesional/grado académico de Ingeniero Electricista

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 01 veces, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 8%.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto la primera página del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 26 de Junio de 2024

Firma

Post firma Dr. Donato Mamani Pasi

Nro. de DNI 23876507

ORCID del Asesor 0000-0002-0998-3124

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: oid: 27259:362952458

NOMBRE DEL TRABAJO

**TESIS GESTIÓN DE MACRODATA LOAIZ
A-MEZA.pdf**

AUTOR

EDANS-MANUEL LOAIZA-MEZA

RECUENTO DE PALABRAS

52573 Words

RECUENTO DE CARACTERES

256773 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

240 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

6.0MB

FECHA DE ENTREGA

Jun 25, 2024 5:33 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Jun 25, 2024 5:37 AM GMT-5**● 8% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 6% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 7% Base de datos de trabajos entregados
- 1% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● Excluir del Reporte de Similitud

- Fuentes excluidas manualmente
- Bloques de texto excluidos manualmente

DEDICATORIA

A Dios, por la bendición que nos brinda cada día de nuestra vida y ser artífice de materializar nuestros sueños y proyectos, por podernos darnos la oportunidad de cumplir uno de nuestros objetivos más anhelados, y por ponernos a las personas correctas en cada parte de nuestra vida que influyeron en lo que hoy somos tanto profesional como personal.

A mis padres por darnos la vida y guiarnos a través de ella, ser promotores de nuestros logros y nuestros sueños y por el apoyo incondicional que nos brindaron, nos brindan y brindarán, por las enseñanzas en el ámbito educativo, así como en la vida.

A mis familiares que me brindaron el apoyo necesario en cada etapa de la vida, por cada enseñanza, sabiduría y cada muestra de cariño que me alentó a ser un orgullo y referente de mi familia.

Edans Bethuel Loaiza Gutiérrez

DEDICATORIA

A Dios, por la bendición y sabiduría que me brindó hasta hoy y ser artífice de cumplir mis sueños, y por darme la oportunidad de cumplir uno de mis mayores anhelos, además por poner a las personas correctas en cada etapa de mi vida, con el objetivo de llegar a ser un buen profesional y además una buena persona.

A mi madre por el apoyo incondicional y desinteresado, por ser la persona que celebra mis logros, colabora en mis sueños, y me proporcionan las enseñanzas en el ámbito personal, así como en la vida; a mi padre por las enseñanzas de vida y por darme las primeras pautas para ser un hombre de bien.

A mis familiares que me brindaron el apoyo en cada etapa de mi crecimiento humanístico, por cada enseñanza de sabiduría y por cada muestra de cariño que me incentivó a ser orgullo de la familia y una mención honorífica al amor de mi vida Luz Tito quien fue la persona que me enseñó, que se debe cumplir con las metas que uno se propone con esfuerzo y dedicación.

Manuel Angel Meza Ccana

AGRADECIMIENTO

Expresamos nuestra sincera gratitud:

A los Docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco que nos permitieron constituir una base sólida en la formación universitaria y así poder desenvolvernos con seguridad en la vida profesional que empezamos al terminar la actividad de formación académica y en especial a nuestro asesor de tesis, Donato Mamani Pari, por ser clave en el proceso de la elaboración y desarrollo de esta tesis.

A la Empresa Electro Sur Este S.A.A., en especial a los ingenieros de la gerencia de operaciones: Oswaldo Béjar, Ludwin Castillo, Alex Dueñas, Javier Ortega, Marco García, Walker Yabar y Javier Gamarra por su amistad, constante apoyo y enseñanzas durante el periodo de nuestra formación personal y profesional.

Y a todos los amigos que de una y otra manera aportaron en el desarrollo de este trabajo.

Edans Loaiza y Manuel Meza

PRESENTACIÓN

Señor:

Decano de la Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica.

En cumplimiento con las disposiciones del Reglamento de Grados y Títulos Vigentes, con la finalidad de optar al título de Ingeniero Electricista, presento a vuestra consideración la Tesis titulada:

“IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE MACRODATA PARA EL SCADA DE ELECTRO SUR ESTE S.A.A PARA LA MEJORA DE LA OPERACIÓN PLANIFICADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CHUMBIVILCAS AL AÑO 2025”

Br. Edans Bethuel Loaiza Gutiérrez

Br. Manuel Angel Meza Ccana

RESUMEN

El presente trabajo de investigación se desarrolla a partir de la problemática que se tiene en el sistema eléctrico Chumbivilcas frente a interrupciones por fallas transitorias que provocan una mala calidad de servicio eléctrico ocasionado por recierres automáticos (apertura y cierre de equipos de protección), generando incomodidad en los usuarios.

La disposición de administrar la actual macrodata de la concesionaria encargada Electro Sur Este S.A.A., permitirá realizar procedimientos y acciones para aprovechar dicha información y aportar en la operación planificada del sistema eléctrico Chumbivilcas logrando así, mejorar la operación del sistema eléctrico en mención. No obstante, se toma en consideración que esta no es la forma óptima y eficaz de utilizar los recursos de data disponibles, siendo este el motivo para plantear la implementación de un módulo de gestión de macrodata, esto con el propósito de aprovechar cada información disponible (puntos de falla, valores de corriente de falla, tiempo de duración, etc) para mejorar la confiabilidad y la operación planificada de dicho sistema.

Este estudio contempla una evaluación completa de data no aprovechada de manera eficiente desde la operación en tiempo real, confiabilidad del suministro de energía eléctrica, criticidad de las redes eléctricas y de los recierres generados por fallas transitorias, con el objetivo de demostrar que la propuesta planteada representará una mejora significativa dentro de la operación planificada en tiempo real del sistema eléctrico de Chumbivilcas con una visión hacia el 2025.

Palabras clave: Gestión de Macrodata, Operación Planificada, SCADA, Recierres de Troncal.

ÍNDICE

DEDICATORIA.....	ii
PRESENTACIÓN	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
GLOSARIO.....	xv
CAPÍTULO I GENERALIDADES.....	1
1.1. Introducción	1
1.2. Zona de estudio	1
1.3. Planteamiento del problema	2
1.4. Formulación del problema	8
1.4.1. Problema general:	8
1.4.2. Problemas específicos:	8
1.5. Objetivos	8
1.5.1. Objetivo general:	8
1.5.2. Objetivos específicos:.....	8
1.6. Justificación e importancia del estudio	9
1.7. Variables e indicadores	10
1.7.1. Variable independiente:.....	10
1.7.2. Variable dependiente:	10
1.8. Matriz de operacionalización de variables	11
1.9. Alcances y limitaciones	12
1.9.1. Alcances.....	12
1.9.2. Limitaciones	12
1.10. Hipótesis	13
1.10.1. Hipótesis general:	13
1.10.2. Hipótesis específicas:	13
1.11. Metodología	13
1.11.1. Población y muestra.....	13
1.11.2. Metodología de la investigación.....	14
1.12. Presentación de datos	15
1.12.1. Técnicas de recolección de datos.....	15
1.12.2. Procesamiento de datos.....	16
1.13. Matriz de consistencia	17
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO	18
2.1. Introducción	18
2.2. Antecedentes	18
2.3. Marco teórico	21
2.3.1. Sistema eléctrico de potencia	21
2.3.2. Potencia eléctrica.....	21
2.3.3. Variables eléctricas.....	23
2.4. Calidad de los servicios eléctricos	25
2.4.1. NTCSER.....	25
2.4.2. Calidad de producto.....	26
2.4.3. Indicador de calidad.....	27
2.4.4. Tolerancia	27
2.4.5. Calidad de suministro	27
2.4.6. Confiabilidad	28
2.5. Recierres automáticos	31

2.6. Criticidad.....	33
2.7. Sistemas eléctricos	36
2.7.1. Sistema de transmisión	¡Error! Marcador no definido.
2.7.2. Subsistema de transmisión.....	¡Error! Marcador no definido.
2.7.3. Subsistema de subtransmisión	¡Error! Marcador no definido.
2.7.4. Sistema de distribución.....	36
2.7.5. Sistema eléctrico rural (SER)	36
2.8. Máxima demanda	36
2.9. Media demanda.....	37
2.10. Mínima demanda.....	37
2.11. Temporada- Época	37
2.11.1. Período de avenida.....	37
2.11.2. Período de estiaje.....	37
2.12. Equipos de protección y maniobra.....	37
2.13. Automatización de sistemas eléctricos	41
2.13.1. Niveles de automatización	42
2.13.2. Sistema SCADA	45
2.13.3. Prestaciones de un SCADA	47
2.13.4. Criterios de selección de un SCADA	48
2.13.5. Hardware de un SCADA	48
2.14. El sistema informático.....	49
2.14.1. Proceso del sistema informático	49
2.14.2. Lenguajes de programación.....	50
2.15. Base de datos	53
2.15.1. Tipos de datos	54
2.15.2. SQL SERVER	55
2.16. Gestión de Macrodata	56
2.17. Datos analógicos y digitales	56
2.17.1. Dato analógico.....	56
2.17.2. Dato digital	56
2.18. Disponibilidad de la información	56
2.19. Velocidad de tratamiento de la información	57
2.20. Evaluación	57
2.21. Análisis.....	58
2.22. Marco normativo	58
CAPÍTULO III EVALUACIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO ACTUAL.....	60
3.1. Introducción.....	60
3.2. Descripción general de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03.....	60
3.2.1. Ubicación Eléctrica.....	60
3.3. Características geográficas	62
3.3.1. Topología de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03.	63
3.3.2. Diagrama unifilar de AMT's LL-01, LL-02 y LL-03.	67
3.4. Coordinación de la operación en tiempo real del sistema eléctrico de Chumbivilcas.....	71
3.5. SCADA actual de Electro Sur Este S.A.A.	73
3.5.1. Descripción del equipamiento existente del sistema SCADA.....	73
3.5.2. Descripción del software de interfaz gráfica	75
3.5.3. Señales analógicas y digitales de la S.E. Llusco	77
3.6. Asignación de actividades	¡Error! Marcador no definido.
3.7. Condiciones operativas del sistema en estudio.....	75
3.7.1. Flujo de carga en régimen permanente.....	76
3.7.2. Análisis de los tipos de falla en el SEP.....	77

3.7.3. Fiabilidad de las simulaciones	78
3.8. Estadística de interrupciones del sistema de estudio.....	79
3.9. Cálculo de indicadores de confiabilidad del sistema en estudio	83
3.10. Actuaciones por recierres en el sistema en estudio.....	89
3.11. Análisis de SAIDI y SAIFI evaluado con recierres en los AMT.....	91
3.12. Análisis de criticidad de los AMT.	97
3.12.1. Variables evaluadas.	97
3.12.2. Matriz de criticidad (C)	99
3.13. Determinación de operación planificada actual del sistema de estudio.....	103
CAPÍTULO IV PROPUESTA DE MEJORA PARA EL SISTEMA EN ESTUDIO.....	106
4.1. Introducción.....	106
4.2. Alternativas de mejora de la operación planificada del sistema de estudio.	106
4.3. Selección y requerimientos de la alternativa más favorable.....	109
4.4. Gestión de macrodata del SCADA de ELSE en el sistema eléctrico de Chumbivilcas.....	111
4.4.1. Integración de las corrientes de falla como señales analógicas en el SCADA.	111
4.4.2. Programación de tareas a través de un DPL en el software PowerFactory del sistema en estudio.	129
4.4.3. Programación de tareas para el sistema de gestión.....	133
4.5. Módulo para la gestión de la operación planificada.....	133
4.5.1. Localización e identificación del punto de falla	133
4.5.2. Información y reporte del recierre al supervisor.....	136
4.5.3. Programación de tareas por medio de una interfaz de gestión de actividades	139
CAPÍTULO V EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN PLANIFICADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CHUMBIVILCAS CON LA ALTERNATIVA PROPUESTA	143
5.1. Introducción.....	143
5.2. Evaluación del nivel de confiabilidad del año 2022	143
5.2.1. Cálculo de indicadores de confiabilidad del sistema en estudio.....	144
5.2.2. Actuaciones por recierres en el sistema en estudio para el año 2022 ...	147
5.2.3. Cálculo de indicadores de confiabilidad del sistema en estudio incluido recierres	148
5.3. Evaluación del nivel de criticidad del año 2022	151
5.4. Determinación de la operación planificada para el año 2022.....	153
5.5. Proyección de actuaciones de recierres al año 2025	153
5.6. Proyección de valores de SAIDI y SAIFI para fallas de tipo NC: “No programado, fenómenos naturales” al año 2025	157
5.7. Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC:” No programado, fenómenos naturales” al año 2025 incluido los recierres	163
CONCLUSIONES.....	169
RECOMENDACIONES	171
BIBLIOGRAFÍA.....	172
ANEXOS.....	177

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 <i>Fallas transitorias en el sistema eléctrico Chumbivilcas</i>	4
Tabla 1.2 <i>Matriz de operacionalización de variables</i>	11
Tabla 1.3 <i>Matriz de consistencia</i>	17
Tabla 2.1 <i>Valores límites de calidad de suministro</i>	29
Tabla 3.1 <i>Características técnicas de los AMT'S LL-01, LL-02 y LL-03</i>	62
Tabla 3.2 <i>Recorrido geográfico de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03</i>	66
Tabla 3.3 <i>Cantidad de SED's de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03</i>	67
Tabla 3.4 <i>Operación topológica de los AMT's LL-01 y LL-02 con redes adyacentes</i>	67
Tabla 3.5 <i>Máxima demanda en hora punta del SEIN</i>	77
Tabla 3.6 <i>Resumen del Anexo 1 de los años 2019, 2020 y 2021 según el tipo de ocurrencia de la interrupción</i>	80
Tabla 3.7 <i>Resumen del Anexo 1 de los años 2019, 2020 y 2021 según el tipo de ocurrencia de la interrupción</i>	82
Tabla 3.8 <i>Cantidad de clientes reportados en el Anexo 2 por semestre de los alimentadores en estudio</i>	83
Tabla 3.9 <i>Cálculo de SAIDI y SAIFI por tipificación de la ocurrencia de interrupción</i> ...	84
Tabla 3.10 <i>Cantidad de recierres por periodo anual (2019, 2020, 2021) y por alimentador</i>	90
Tabla 3.11 <i>Cantidad de clientes reportados en el ANEXO 2 por semestre de los alimentadores en estudio</i>	91
Tabla 3.12 <i>SAIDI y SAIFI por tipificación de la ocurrencia de interrupción con la incorporación de los recierres dentro del cálculo</i>	92
Tabla 3.13 <i>Criticidad de los AMT's LL01, LL02 y LL03 correspondiente al año 2019</i> ..	100
Tabla 3.14 <i>Criticidad de los AMT's LL01, LL02 y LL03 correspondiente al año 2020</i> ..	101
Tabla 3.15 <i>Criticidad de los AMT's LL01, LL02 y LL03 correspondiente al año 2021</i> ..	102
Tabla 3.16 <i>Determinación de la operación planificada – año 2019</i>	104
Tabla 3.17 <i>Determinación de la operación planificada – año 2020</i>	104
Tabla 3.18 <i>Determinación de la operación planificada – año 2021</i>	104
Tabla 4.1 <i>Cuadro comparativo entre las alternativas de mejora</i>	108
Tabla 5.1 <i>Cantidad de clientes reportados en el ANEXO 2 de los alimentadores en estudio</i>	144
Tabla 5.2 <i>Cálculo de SAIDI y SAIFI por tipificación de la ocurrencia de interrupción correspondiente al año 2022</i>	145
Tabla 5.3 <i>Cantidad de recierres por periodo mensual (2022) y por alimentador del sistema en estudio</i>	148
Tabla 5.4 <i>Cantidad de clientes reportados en el ANEXO 2 de los alimentadores en estudio</i>	148

Tabla 5.5 <i>Cálculo de SAIDI y SAIFI por tipificación de la ocurrencia de interrupción correspondiente al año 2022</i>	149
Tabla 5.6 <i>Criticidad de los AMT's LL01, LL02 y LL03 correspondiente al año 2022</i>	151
Tabla 5.7 <i>Determinación de la operación planificada – año 2022</i>	153
Tabla 5.8 <i>Proyección de recierres al año 2025</i>	154
Tabla 5.9 <i>Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 sin recierres (AMT LL-01)</i>	158
Tabla 5.10 <i>Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 sin recierres (AMT LL-02)</i>	159
Tabla 5.11 <i>Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 sin recierres (AMT LL-03)</i>	161
Tabla 5.12 <i>Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 incluido recierres (AMT LL-01)</i>	164
Tabla 5.13 <i>Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 incluido recierres (AMT LL-02)</i>	165
Tabla 5.14 <i>Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 incluido recierres (AMT LL-03)</i>	167

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Mapa geográfico del área de influencia del sistema en estudio	2
Figura 1.2 Diagrama unifilar de protecciones eléctricas de la S.E. Llusco	3
Figura 1.3 Balance de fallas transitorias de acuerdo con la época de estudio.....	5
Figura 1.4 Historial de SAIFI en el sistema eléctrico Chumbivilcas.....	6
Figura 1.5 Flujograma del proceso de gestión de información actual	7
Figura 1.6 Flujo N°1 - Flujo de información y coordinación actual de ELSE.	16
Figura 2.1 Matriz de riesgo	34
Figura 2.2 Seccionador bajo carga.	39
Figura 2.3 Estructura interna de un recloser	40
Figura 2.4 Niveles del sistema automatizado	42
Figura 2.5 Esquema interfaz hombre-máquina	46
Figura 2.6 Esquema adquisición de datos	46
Figura 2.7 Esquema adquisición distribuida de datos	47
Figura 2.8 Hardware de un SCADA.....	49
Figura 3.1 Diagrama unifilar del área operativa sur del SEIN	61
Figura 3.2 Área operativa sur N°2 del SEIN.....	61
Figura 3.3 Recorrido georreferenciado del alimentador de media tensión LL-01	63
Figura 3.4 Recorrido georreferenciado del alimentador de media tensión LL-02	64
Figura 3.5 Recorrido georreferenciado del alimentador de media tensión LL-03	65
Figura 3.6 Diagrama unifilar del AMT LL-01	68
Figura 3.7 Diagrama unifilar del AMT LL-02	69
Figura 3.8 Diagrama unifilar del AMT LL-03	70
Figura 3.9 Flujo N°2 – Coordinación de la operación en tiempo real (no programado)..	72
Figura 3.10 Diagrama unifilar de la SE Llusco – Worldview SCADA	76
Figura 3.11 Diagrama unifilar del AMT LL-01– Worldview SCADA.....	76
Figura 3.12 Diagrama unifilar del AMT LL-02– Worldview SCADA.....	77
Figura 3.13 Diagrama unifilar del AMT LL-03– Worldview SCADA.....	77
Figura 3.14 Estaciones integradas de la S.E. Llusco	79
Figura 3.15 Estación del AMT LL-01 – señales digitales	79
Figura 3.16 Estaciones del AMT LL-01 – señales analógicas	80
Figura 3.17 Señales digitales de los AMT's LL01, LL02 y LL03	80
Figura 3.18 Señales analógicas de los AMT's LL01, LL02 y LL03	82
Figura 3.19 Correlación de actividades y su registro	¡Error! Marcador no definido.
Figura 3.20 Registro de eventos del relé RC-10 del IN-252 – AMT LL-03	79
Figura 3.21 Criterio para la creación de la matriz de número de interrupciones por sección de línea	98

Figura 3.22 Criterio para la creación de la matriz de número de usuarios afectados	98
Figura 3.23 Criterio para la creación de la matriz de interrupción	99
Figura 3.24 Matriz de criticidad.....	99
Figura 4.1 Flujo N°3 - Diagrama de flujo del proceso interno del MG_ELSE.....	111
Figura 4.2 Enlace de comunicación a través de los puertos IP los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03	112
Figura 4.3 Creación del equipo dentro del CMS_Noja Power	113
Figura 4.4 Configuración del equipo conectado (Lectura de configuraciones)	114
Figura 4.5 Configuración del equipo conectado (Descarga y visualización de la configuración)	115
Figura 4.6 Configuración del equipo conectado (protocolo de comunicación).....	116
Figura 4.7 Configuración del equipo conectado (protocolo de comunicación).....	117
Tabla 4.2 Configuración de las señales analógica dentro del mapa de señales.....	118
Figura 4.8 Configuración del mapa de señales (entradas analógicas).....	118
Figura 4.9 Configuración del equipo conectado (envío de nueva configuración)	119
Figura 4.10 Concentrador de la S.E. Llusco (RTU S.E. Llusco).....	120
Figura 4.11 Concentrador de la S.E. Llusco (creación de un nuevo punto analógico) ...	120
Figura 4.12 Configuración de parámetros generales del nuevo punto analógico	121
Figura 4.13 Configuración de la telemetría del nuevo punto analógico.....	122
Figura 4.14 Concentrador de la SE Llusco (creación de un nuevo punto de estado).....	123
Figura 4.15 Configuración de parámetros generales del nuevo punto de estado	124
Figura 4.16 Configuración de la telemetría del nuevo punto de estado	125
Figura 4.17 Configuración de la alarma del nuevo punto de estado	126
Figura 4.18 Configuración y programación de una nueva secuencia de comando	127
Figura 4.19 Configuración de parámetros generales de la secuencia de comando.....	128
Figura 4.20 Programación de un DPL para el cálculo de las corrientes de falla	130
Figura 4.21 Elementos de entrada para DPL y posterior cálculo de las corrientes de falla	131
Figura 4.22 Elementos de salida del DPL posterior al cálculo de las corrientes de falla	132
Figura 4.23 Módulo de inicio de sesión del gestor o login	134
Figura 4.24 Modulo inicio del gestor de macrodata	135
Figura 4.25 Modulo para el registro y la ubicación de falla	136
Figura 4.26 Módulo de registro de falla y su detalle	137
Figura 4.27 Módulo para enviar correo y notificación de falla.....	138
Figura 4.28 Notificación de falla registrada	139
Figura 4.29 Módulo de resumen de fallas y detalle	140
Figura 4.30 Módulo de asignación de actividades.....	141
Figura 4.31 Proceso exitoso de asignación de actividades a falla registrada	142

Figura 4.32 <i>Resumen y detalle de actividades registradas</i>	142
Figura 5.1 <i>Proyección con regresiones exponenciales de actuaciones por recierres (AMT LL-01)</i>	155
Figura 5.2 <i>Proyección con regresiones exponenciales de actuaciones por recierres (AMT LL-02)</i>	156
Figura 5.3 <i>Proyección con regresiones exponenciales de actuaciones por recierres (AMT LL-03)</i>	157
Figura 5.4 <i>Proyección de SAIDI y SAIFI de Fallas de tipo NC al año 2025 sin recierres (AMT LL-01)</i>	159
Figura 5.5 <i>Proyección con regresiones exponenciales de SAIDI y SAIFI de Fallas de tipo NC al año 2025 sin recierres (AMT LL-02)</i>	160
Figura 5.6 <i>Proyección con regresiones exponenciales de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 sin recierres (AMT LL-03)</i>	162
Figura 5.7 <i>Proyección con regresiones exponenciales de SAIDI y SAIFI de Fallas de tipo NC al año 2025 incluido recierres (AMT LL-01)</i>	164
Figura 5.8 <i>Proyección con regresiones exponenciales de SAIDI y SAIFI de Fallas de tipo NC al año 2025 incluido recierres (AMT LL-02)</i>	166
Figura 5.9 <i>Proyección con regresiones exponenciales de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 incluido recierres (AMT LL-03)</i>	168

GLOSARIO

AMT: Alimentador de media tensión

AMI: Infraestructura de Medición Avanzada (Advanced Metering Infrastructure)

BD: Base de Datos

BD SIEG: Base de datos del Sistema informático eléctrico georreferenciado

COES – SINAC: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

DPL: Dinamic Probing Light

DNP3: Distributed Network Protocol (protocolo de red distribuida)

ECP: Estudio de Coordinación de protecciones

EDS: Modelo de localizador de falla

ELSE: Electro sur este S.A.A

EN50160: La norma UNE-EN 50160, “Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución”

IED: Intelligent Electronic Devices (Dispositivos electrónicos inteligentes)

IP: Internet Protocol (protocolo de Internet)

MG_ELSE: Modulo gestor de ELSE

MT: Media tensión

NC: Interrupciones (No programadas, Fenómenos naturales)

NTCSER: Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos rurales

NTCSE: Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

RBI: (Risk based index) Índice basado en riesgo

RTU: Unidad terminal remota

SAIDI: System Average Interruption Duration Index

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index

SBC: Seccionador bajo carga

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition

SE3242: Sistema eléctrico de Chumbivilcas

SE: Subestación

SED: Subestación eléctrica de distribución

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

SEP: Sistema eléctrico de potencia

SER: Sistema eléctrico rural

SIG: Sistema de información geográfica

SQL: Lenguaje de consulta estructurada

VPN: Virtual Private Network (Red privada virtual)

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1. Introducción

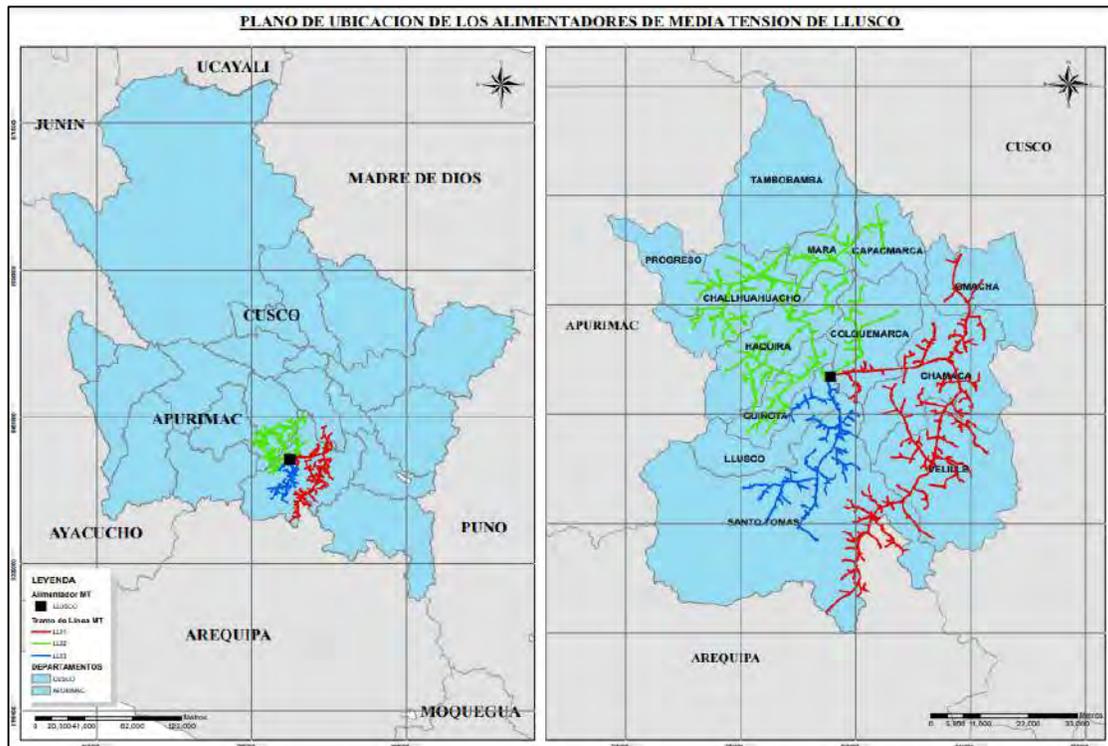
Este capítulo describe la problemática causada por las constantes perturbaciones existentes en los alimentadores de media tensión (AMT) en 22,9 kV de la subestación eléctrica de Llusco, en los 3 alimentadores que cumplen la función de troncal “Llusco 01 (LL-01)”, “Llusco 02 (LL-02)” y “Llusco 03 (LL-03)” de propiedad de la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. Además, se justifica la importancia de tomar acciones correctivas y la elaboración de planes de prevención ya que esta situación aqueja deficiencias en calidad de energía entregada a los usuarios finales y se plantea la implementación de un módulo para mejorar la operación planificada con una mejor gestión de información, contemplando en el proyecto de investigación un propósito de brindar soluciones, mejoras significativas y aportes para la sociedad.

1.2. Zona de estudio

El presente estudio se desarrollará en el recorrido de los alimentadores de media tensión de 22.9 kV, denominados “LL-01”, “LL-02” Y “LL-03” de la Subestación Eléctrica de Llusco, que abastecen energía a las provincias de Chumbivilcas y parte de la provincia de Paruro en la región de Cusco, provincia de Cotabambas en la región de Apurímac, siendo estas dos regiones parte del área de concesión eléctrica de la empresa Electro Sur Este S.A.A.

Figura 1.1

Mapa geográfico del área de influencia del sistema en estudio



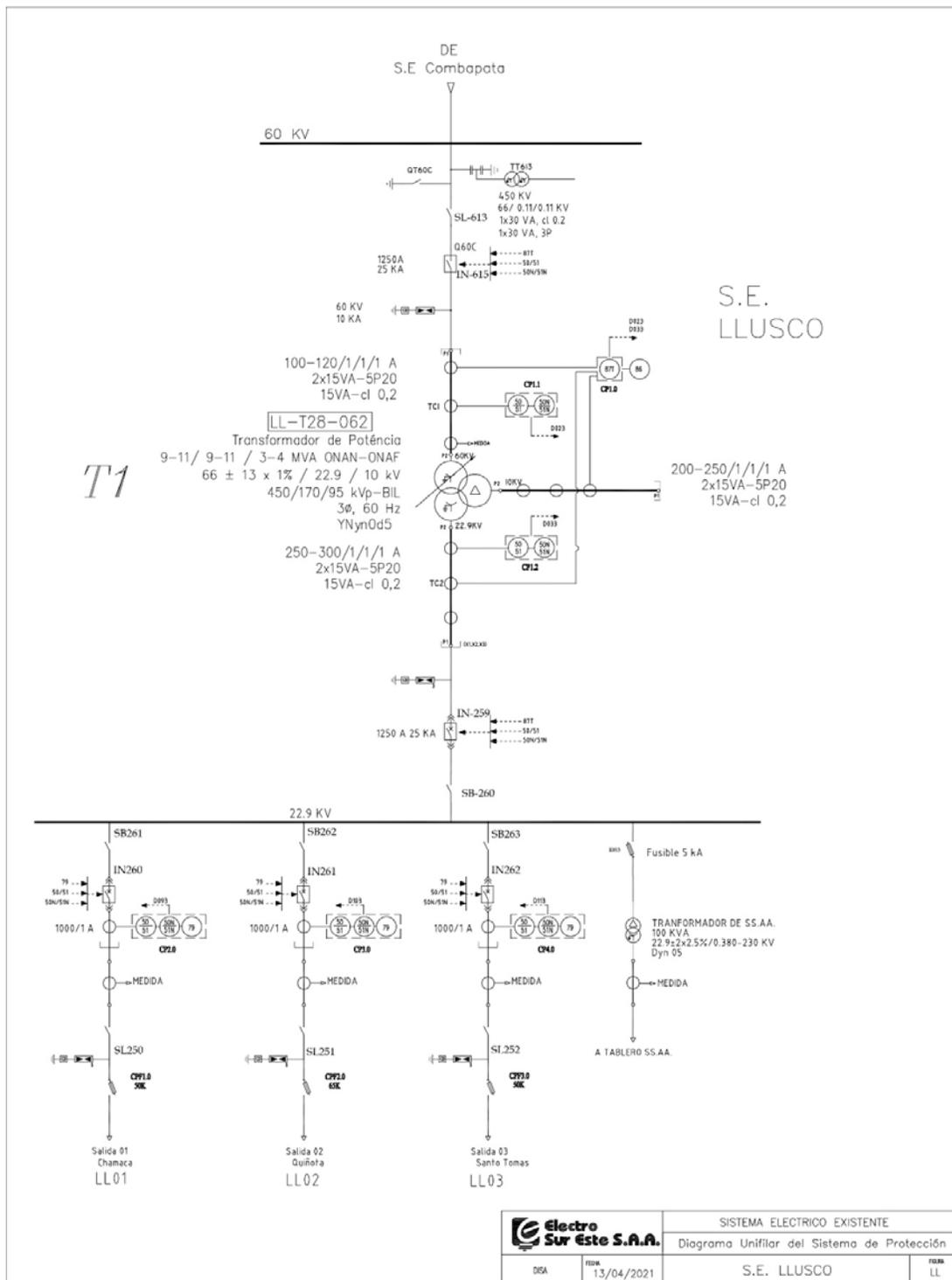
Fuente: *Elaboración propia.*

1.3. Planteamiento del problema

Los alimentadores troncales de media tensión LL-01, LL-02 y LL-03 del sistema eléctrico de Chumbivilcas cuentan con equipos de protección, que tienen habilitada la función de protección 79 (recierre automático ó reenganche) y operan correctamente bajo la filosofía de la coordinación de protecciones (de forma rápida, confiable y selectiva), además con la virtud de entregar gran cantidad de data al SCADA; estos son de actuación tripolar y de doble operación, es decir abren las tres fases del tanque del recloser y realiza 2 recierres, un primer recierre de 0.5 segundos y el segundo de 10 segundos. El propósito de esta protección eléctrica es disminuir la indisponibilidad de los alimentadores troncales de la subestación Llusco por eventos temporales (fallas transitorias) y de discriminar una falla temporal de una permanente.

Figura 1.2

Diagrama unifilar de protecciones eléctricas de la S.E. Llusco



Fuente: Diagramas unifilares, Electro Sur Este S.A.A., 2021, base de información de Centro de Control ELSE.

De acuerdo con la tabla 1.1, se observa que la mayor cantidad de interrupciones son temporales, 1778 recierres automáticos desde el año 2017, esto influye en el estándar de calidad y en la continuidad del suministro de energía eléctrica. Los recierres tienen una mayor actuación en la temporada de avenida con un 81% del total de recierres producto de lluvias, fuertes vientos y descargas atmosféricas como se visualiza en la figura 1.3, esto expone las deficiencias en las redes eléctricas de la S.E. Llusco (pararrayos deteriorados, mal ubicados o inexistencia de estos; puestas a tierra en mal estado; aisladores perforados; vanos flojos; etc.) ANEXOS 1 Y 2 que provocan este tipo de fallas temporales, ya que esto muestra una ausencia de operación planificada.

Tabla 1.1

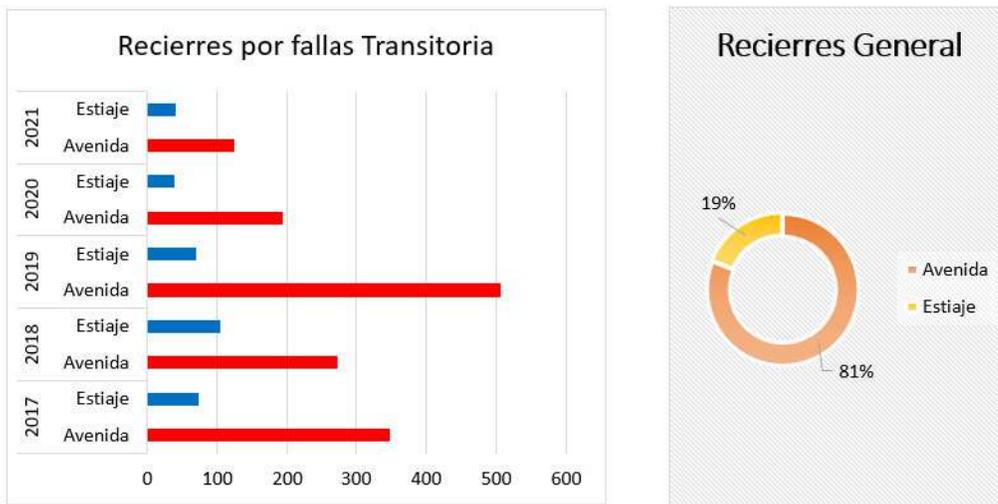
Fallas transitorias en el sistema eléctrico Chumbivilcas

Periodo (Año)	Época	Recierres por Fallas Permanentes	Recierres por Fallas Transitorias	Número de Interrupciones
2017	avenida	49	349	398
	estiaje	20	74	94
2018	avenida	74	274	348
	estiaje	24	105	129
2019	avenida	97	506	603
	estiaje	13	70	83
2020	avenida	25	194	219
	estiaje	9	39	48
2021	avenida	25	76	47
	estiaje	44	91	24
Total		380	1778	1993

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos por el programa CMS NOJA POWER. Así mismo, se observa que para el año 2021 se tiene una disminución respecto a los recierres con respecto a los años anteriores

Figura 1.3

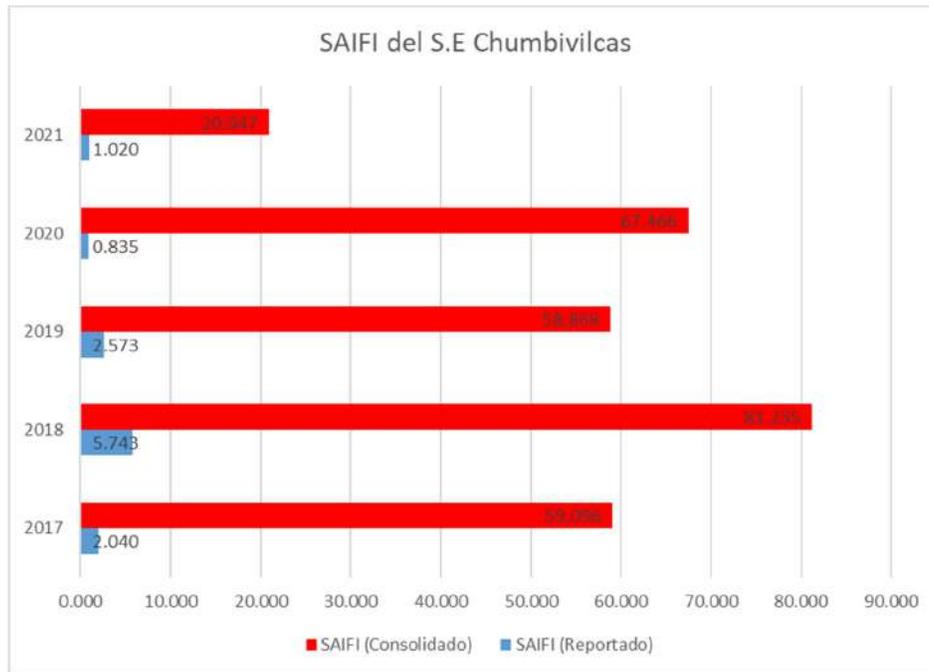
Balance de fallas transitorias de acuerdo con la época de estudio



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos por el programa CMS NOJA POWER.

En Europa según la normativa EN50160 los valores de SAIDI y SAIFI son calculados en un período definido en minutos, si se toma en cuenta los recierres dentro del cálculo de estos indicadores, se tendrían valores altos de SAIFI, tal como se aprecia en la figura 1.4; estos nuevos valores incumplirían con dicha normativa.

Estas pequeñas interrupciones (0.5 – 10 segundos) si bien es cierto no son consideradas dentro de los indicadores de acuerdo a lo estipulado en la NTCSE, pero son percibidas por los usuarios. Es por ello que se debe empezar o tomar en consideración de forma paulatina trabajar dentro de los estándares internacionales para asegurar el suministro de energía eléctrica en el país, con eficiencia y calidad.

Figura 1.4*Historial de SAIFI en el sistema eléctrico Chumbivilcas*

Fuente: Elaboración propia obtenida de reportes a OSINERMIN.

Actualmente, se dispone de mucha información y es necesario crear algoritmos para automatizar estos procesos y estas permitan crear patrones para la toma de decisiones estratégicas, así también no toda la información que reporta el SCADA es usada para su gestión, análisis y proceso correspondiente, por parte de los supervisores de Centro de Control y se cuenta con un proceso manual de poca eficiencia, caracterizado por el tiempo excesivo que toma procesar los datos, analizar el evento y enviar el reporte (corrientes de falla, potencia afectada, función de protección que actuó, etc.) al personal responsable del sector.

Figura 1.5

Flujograma del proceso de gestión de información actual



Fuente: Esquema utilizado actualmente para gestionar la data (apertura y cierre) y su proceso básico. Elaboración propia.

Esto motiva a implementar un modelo para la gestión de macrodata del SCADA de ELSE aplicado a los recierres y que permita brindar información en tiempo real para identificar los puntos vulnerables de las redes eléctricas de Chumbivilcas, además de almacenar toda la información que se obtiene (posibles localizaciones que dieron origen a la falla temporal) permitiendo tener una operación planificada más eficiente, automatizada y rápida.

1.4. Formulación del problema

1.4.1. Problema general:

¿Cómo será la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas al año 2025 con la implementación de un sistema de gestión de macrodata para el SCADA?

1.4.2. Problemas específicos:

- a. ¿Cómo es la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas con la actual gestión de data del SCADA?
- b. ¿Cuáles son las alternativas que permitan la mejora de la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas?
- c. ¿Cuál es el procedimiento para procesar la información y utilizar el módulo de gestión de macrodata del SCADA que mejore la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas?

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo general:

Determinar la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas al año 2025 con la implementación de un sistema de gestión de macrodata para el SCADA de ELSE.

1.5.2. Objetivos específicos:

- a. Determinar la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas con el actual sistema de gestión de data del SCADA.
- b. Proponer alternativas que permita la mejora de la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas.
- c. Establecer un procedimiento para procesar la información dentro del módulo

de gestión de macrodata del SCADA que mejore la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas.

1.6. Justificación e importancia del estudio

Electro Sur Este S.A.A. en calidad de empresa concesionaria, está en la necesidad de mejorar la efectividad de la operación en tiempo real y realizar el reforzamiento o mantenimiento a las redes eléctricas de sus sistemas eléctricos ya que esto se ve reflejado en aspectos económicos, sociales y técnicos:

Económico: Se brinda un servicio de forma impredecible interrumpiendo las actividades económicas del sector industrial, por otro lado, los equipos tienen un mayor desgaste y/o pueden ser reemplazados debido a que las fallas transitorias que limitan su vida útil, esto conlleva a la compra de nuevos elementos eléctricos que conforman las redes eléctricas, además los indicadores de SAIDI y SAIFI tendrán un incremento y se verá reflejado en las compensaciones económicas a los suministrados.

Social: Las interrupciones transitorias que tienen una duración menor a 3 minutos no tienen cargo de compensación para la empresa, sin embargo, son percibidas por los usuarios perjudicando las labores diarias y la confiabilidad de suministro de energía; la inexistencia de una gestión de macrodata de las redes de distribución se relaciona con la cantidad de recierres en el sistema y esto refleja la insatisfacción por parte de los usuarios.

Técnico: La operación planificada es muy importante para mantener las redes eléctricas en buenas condiciones de operación y más aún si se tiene un módulo de gestión de macrodata (Module Manager), que permita la interacción de los supervisores de ELSE, aprovechando programas como Power Factory, Arcgis, SQL, etc; ya que, con la inexistencia y desuso de estos elementos, se acrecienta el problema de las interrupciones transitorias que se presenta ocasionado por las deficiencias de las redes eléctricas.

Académico: Los estudiantes de pregrado y futuros ingresantes a la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica necesitan inmiscuirse en conocimientos de lenguajes de programación a nivel técnico-profesional, así como también en temas de SCADA y el tratamiento de macrodata orientado a las áreas de supervisión, mantenimiento y control, con métodos para la detección de fallas en redes troncales de un sistema eléctrico de distribución.

1.7. Variables e indicadores

1.7.1. Variable independiente:

- Gestión de macrodata.

Indicadores:

- Datos analógicos y digitales (%).
- Disponibilidad de la información (%).
- Velocidad del tratamiento de la información (Tiempo).

1.7.2. Variable dependiente:

- Operación planificada

Indicadores:

- Criticidad de las redes eléctricas.
- Calidad de servicio (SAIDI y SAIFI).
- Actuaciones por recierres (cantidad/periodo).

1.8. Matriz de operacionalización de variables

Tabla 1.2

Matriz de operacionalización de variables

VARIABLE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADORES	UNIDAD DE MEDIDA	DIMENSIONES
Operación planificada (V. Dependiente)	Es el proceso integrado para participar en la toma de decisiones de manera estratégica, ordenada y sistematizada dentro de una organización. (OSINERGMIN, 2020)	Sistema automatizado que maneje la gestión de macrodata para la toma de decisiones y estrategias que mejoren la confiabilidad del sistema eléctrico.	Criticidad de las redes eléctricas	Adimensional	-
			Calidad de Suministro	H-usuario Veces-usuario	SAIDI: Número de horas interrumpidas en promedio. SAIFI: Número de veces interrumpidas en promedio.
			Actuaciones por recierres	Cantidad/periodo	Número de fallas transitorias
Gestión de macrodata (V. Independiente)	Se define como la recopilación, procesamiento, análisis, envío y empleo de cantidades ingentes de información digital. (Balagueró, 2021)	Recopilación de la información de manera automatizada para una mejora de la operación planificada.	Datos analógicos y digitales	Cantidad	Número de datos configurados en el SCADA.
			Disponibilidad de la información	Adimensional	-
			Velocidad del tratamiento de la información	Tiempo	Tiempo empleado para el envío de información procesada.

Fuente: *Elaboración Propia*

1.9. Alcances y limitaciones

1.9.1. Alcances

- a) Evaluar el estado actual de la operación planificada del sistema eléctrico Chumbivilcas con la actual gestión de data del SCADA de la empresa Electro Sur Este S.A.A.
- b) Elaboración de un módulo gestor para el procesamiento de macrodata y la asignación de tareas para el control de la operación planificada.
- c) Evaluar la operación planificada de los alimentadores troncales de media tensión de la S.E. Llusco basados con la incorporación de la gestión y uso de macrodata.

1.9.2. Limitaciones

Esta tesis contempla las señales digitales (apertura y cierre de los equipos de protección) y las corrientes de falla (señales analógicas proporcionadas por el SCADA de ELSE) además dentro de la macrodata utilizada por el módulo de gestión, solo se tomará en cuenta las interrupciones que sean calificadas como recierres (interrupciones de 1 – 10 segundos).

Se trabajará solo con bases de datos estáticas referido a los clientes urbanos que son reportados a OSINERGMIN o bases de datos de sólo consulta, utilizadas especialmente para almacenar datos históricos y que puedan ser utilizados para estudiar el comportamiento a través del tiempo.

La propuesta no contempla lo siguiente:

- Coordinación de protecciones eléctricas.
- Coordinación de aislamiento.
- Transitorios electromagnéticos y análisis de armónicos.
- Evaluación de alimentadores a nivel de derivación, ya que solo se evaluará los

tramos de media tensión a nivel de troncal.

- Elaboración de planes de mantenimiento.

1.10. Hipótesis

1.10.1. Hipótesis general:

La implementación y el uso del sistema de gestión de macrodata para el SCADA mejora la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas al año 2025.

1.10.2. Hipótesis específicas:

- a) La actual gestión de data del SCADA de ELSE no favorece una adecuada operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas.
- b) La alternativa de implementar un sistema de gestión de macrodata del SCADA permite la mejora de la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas.
- c) El procedimiento para procesar y administrar la información con el módulo de gestión de macrodata del SCADA mejora la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas.

1.11. Metodología

1.11.1. Población y muestra

La población está conformada por las subestaciones eléctricas Andahuaylas, Uripata, Pisac, Mazuko, Puerto Maldonado, Llusco, Chahuares y Santa María concesionaria Electro Sur Este S.A.A. cuya protección en cada salida (alimentador) contempla relés de la marca Noja-Power con función de recierre automático tripolar de doble operación y la información de actuación que proporciona estos equipos se pueda procesar en el SCADA de ELSE y en la base de datos.

Se tomará como muestra el estudio de la S.E. Llusco que suministra el servicio de

energía eléctrica a las provincias de Chumbivilcas y parte de la provincia de Paruro en la región de Cusco, provincia de Cotabambas en la región de Apurímac debido a la gran cantidad de recierres producto de fallas transitorias (descargas atmosféricas, vientos, etc.).

El tipo de muestra es de carácter NO PROBABILÍSTICO debido a que los elementos en estudio no fueron seleccionados al azar sino se escogieron como elementos representativos de forma intencional.

1.11.2. Metodología de la investigación

1.11.2.1. Enfoque de la investigación

El enfoque de la investigación es CUANTITATIVO porque se recopila información y se hace uso de herramientas informáticas para cuantificarlo. Esto permite estimar las magnitudes del fenómeno en estudio para que puedan ser proyectadas en el tiempo.

1.11.2.2. Alcance de la investigación

El alcance de la investigación es EXPLICATIVO para encontrar el efecto en la operación planificada en el Sistema Eléctrico de Chumbivilcas ante la gestión de macrodata del SCADA de ELSE.

1.11.2.3. Diseño de la investigación

El diseño de investigación es CUASI EXPERIMENTAL porque la muestra es elegida de manera previsible y seleccionada bajo ciertos criterios, se tendrá el control sobre el sistema de gestión de macrodata para ver la incidencia causal sobre la operación planificada.

1.11.2.4. Tipo de investigación

El tipo de investigación es APLICADA porque su objetivo es utilizar los conocimientos, descubrimientos y conclusiones de la investigación básica, para solucionar un

problema concreto (construir planes de acciones para actuar ante una causa, desarrollar un programa, etc.)

1.12. Presentación de datos

1.12.1. Técnicas de recolección de datos.

La fuente de información será obtenida del reporte de señales que envía el sistema SCADA de ELSE y el historial de eventos que muestran los equipos de protección de la S.E. de Llusco siendo estas dos fuentes confiables de información.

Las técnicas utilizadas se basan en:

Análisis Documental: Consultas bibliográficas, consulta de papers, internet, normatividad existente, información del SCADA, y toda la documentación brindada por la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. referente a la S.E. Llusco y el sistema eléctrico de Chumbivilcas.

Conversatorio: Se tuvo la oportunidad de dialogar con los supervisores del Centro de Control de Electro Sur Este S.A.A y supervisores de campo dicha evidencia se aprecia en los Anexos adjuntados a la tesis, quiénes se encuentran inmersos en la labor de operación diaria en tiempo real y operación planificada del sistema eléctrico en estudio.

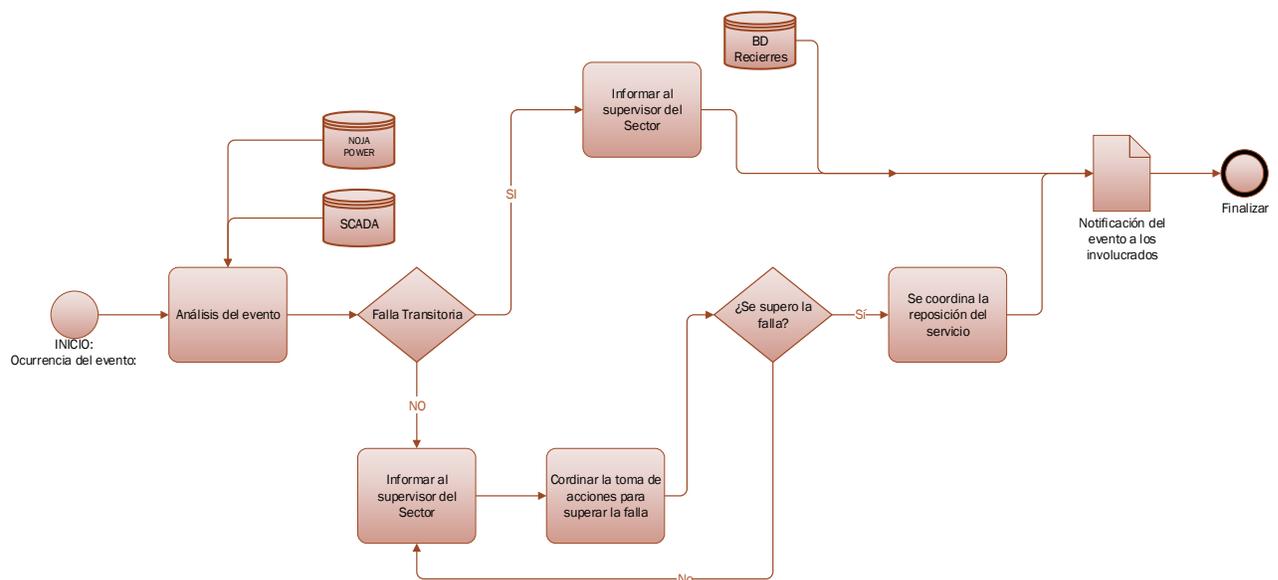
Observación Experimental: Durante varias visitas al Centro de Control de Electro Sur Este S.A.A. se obtuvo la información actualizada de las estadísticas de desconexiones, indicadores de SAIDI y SAIFI correspondientes al sistema eléctrico Chumbivilcas (macrodata). Además, se pudo verificar la operación en tiempo real del sistema eléctrico de Chumbivilcas.

1.12.2. Procesamiento de datos.

Con respecto al procesamiento de datos, se utilizó la información obtenida y se implementó un proceso para tratar la información (Data Mining). Además, se aprovecha el avance de la tecnología para hacer uso de programas (SQL, Visual Studio, PowerFactory, Microsoft Office entre otros) que permitan simular y crear un módulo para la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas.

Figura 1.6

Flujo N°1 - Flujo de información y coordinación actual de ELSE.



Fuente: *Elaboración Propia*

1.13. Matriz de consistencia

Tabla 1.3

Matriz de consistencia:

“IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE MACRODATA PARA EL SCADA DE ELECTRO SUR ESTE S.A.A PARA LA MEJORA DE LA OPERACIÓN PLANIFICADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CHUMBIVILCAS AL AÑO 2025”

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	CONCLUSIONES	VARIABLES E INDICADORES
<p>Problema General:</p> <p>¿Cómo será la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas al año 2025 con la implementación de un sistema de gestión de macrodata para el SCADA?</p> <p>Problemas Específicos:</p> <p>a. ¿Cómo es la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas con la actual gestión de data del SCADA?</p> <p>b. ¿Cuáles son las alternativas que permitan la mejora de la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas?</p> <p>c. ¿Cuál es el procedimiento para procesar la información y utilizar el módulo de gestión de macrodata del SCADA que mejore la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas?</p>	<p>Objetivo General:</p> <p>Determinar la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas al año 2025 con la implementación de un sistema de gestión de macrodata para el SCADA de ELSE.</p> <p>Objetivos Específicos:</p> <p>a. Determinar la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas con la actual gestión de data del SCADA.</p> <p>b. Proponer alternativas que permitan la mejora de la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas.</p> <p>c. Establecer un procedimiento para procesar la información dentro del módulo de gestión de macrodata del SCADA que mejore la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas.</p>	<p>Hipótesis General:</p> <p>La implementación y el uso del sistema de gestión de macrodata para el SCADA mejora la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas al año 2025.</p> <p>Hipótesis Específicas:</p> <p>a. La actual gestión de data del SCADA de ELSE no favorece una adecuada operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas.</p> <p>b. La alternativa de implementar un sistema de gestión de macrodata del SCADA permite la mejora de la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas.</p> <p>c. El procedimiento para procesar y administrar la información con el módulo de gestión de macrodata del SCADA mejora la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas.</p>	<p>a) Se determinó que, la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas al año 2025 con la implementación del sistema de gestión de macrodata para el SCADA de ELSE mejoró, debido a que los indicadores de confiabilidad proyectados de los alimentadores en estudio decrecieron en 55% (SAIFI) y 62.4 % (SAIDI) para el AMT LL-01; 61% (SAIFI) y 40% (SAIDI) para el AMT LL-02 y 69.6% (SAIFI) y 88.7% (SAIDI) para el AMT LL-03, los detalles se encuentran en las tablas 5.9, 5.10 y 5.11.</p> <p>b) Se evaluó la operación planificada en el sistema eléctrico de Chumbivilcas con el actual sistema de gestión de data del SCADA mostrando carencias, debido a que los indicadores de confiabilidad correspondientes a los años 2019, 2020, 2021 y 2022 suman 90.613 (SAIFI) y 191.186 (SAIDI) los detalles son mostrados en el Anexo F, así mismo se verifica que la criticidad de los AMT's LL-01, LL02 y LL-03 fluctuó entre Crítico y Muy Crítico como fue comprobado en el capítulo III.</p> <p>c) Se verificó que las alternativas que permiten mejorar la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas son: Implementación de señalizadores de falla con la incorporación de sistemas EDS, el incremento de pararrayos, seccionadores y reconectores asistidos por relé y la implementación de un sistema de gestión de macro data con información del SCADA desarrollado en el capítulo IV; de las 3 alternativas, la última fue desarrollada debido al bajo costo y su corto plazo de implementación, así mismo, dicha alternativa permite mejorar la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas como fue comprobado en el capítulo V.</p> <p>d) Se estableció un procedimiento para procesar la información de recierres que mejoró la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas. El nuevo procedimiento tiene como principal elemento al módulo gestor (MG_ELSE) que utiliza diferentes bases de datos, entre ellas la información de NOJA POWER, SCADA, corrientes de falla asociado a cada estructura y actividades desarrollado en el capítulo IV.</p>	<p>Variable Independiente: Gestión de Macrodata</p> <p>INDICADORES:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Datos analógicos y digitales (%). • Disponibilidad de la información (%). • Velocidad del tratamiento de la información (tiempo). <p>Variable Dependiente: Operación Planificada</p> <p>INDICADORES:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Criticidad de las redes eléctricas. • Calidad de servicio (SAIDI y SAIFI). • Actuaciones por recierres (cantidad/periodo). <p style="text-align: center;">METODOLOGÍA</p> <p>Enfoque de investigación Cuantitativo: Se recopila información y se hace uso de herramientas informáticas para cuantificarlo. Esto permite estimar las magnitudes del fenómeno en estudio para que puedan ser proyectadas en el tiempo.</p> <p>Alcance de Investigación Explicativo: Se explicará la operación planificada actual del sistema eléctrico de Chumbivilcas y se podrá predecir su operación futura tras la implementación del sistema de gestión de macrodata para el SCADA</p> <p>Diseño de Investigación Cuasi Experimental: La muestra es elegida de manera previsible y seleccionada bajo ciertos criterios, se tendrá el control sobre el sistema de gestión de macrodata para ver la incidencia causal sobre la operación Planificada.</p> <p>Tipo de Investigación Aplicada: Su objetivo es utilizar los conocimientos, descubrimientos y conclusiones de la investigación básica, para solucionar un problema concreto.</p>

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO

2.1. Introducción

Para evaluar y analizar la situación de la operación planificada actual con una comparación con la propuesta del sistema en estudio, se requiere de ciertos conceptos básicos y complejos, así como de definiciones correspondientes a sistemas eléctricos, flujo de carga, macrodata y confiabilidad de sistemas eléctricos de distribución entre otros; con este designio, este capítulo presenta el marco conceptual y normativo, además de las bases teóricas que intervinieron para el desarrollo de la presente tesis.

2.2. Antecedentes

Eleazzar Condori Q. (2021), Modelo de base de datos de un sistema de información georreferenciado (SIG) para la gestión óptima del sistema de distribución de energía eléctrica de la empresa Electro Sur Este S.A.A., [Tesis de Pregrado], Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco - Cusco.

Resumen: La tesis buscó simular una nueva forma estructurada de bases de datos del Sistema de Información Geográfico (SIG) de acuerdo a las necesidades de la empresa de estudio y la tecnología proporcionada por el medio, con el propósito de mejorar y ofrecer un servicio eficiente al actual sistema de distribución de energía eléctrica para la empresa Electro Sur Este S.A.A, este modelo solo mejora la gestión de la base de datos georreferenciada debido a que reduce el tiempo de actualización y mejora la calidad de la información georreferenciada, permitiendo ordenar y organizar el entorno del sistema de distribución. El diagnóstico situacional actual de la base de datos de Electro Sur Este S.A.A. presenta deficiencias y una de las causas principales es que a medida que transcurre el tiempo, la base de datos se hace más grande, esto hace que el

proceso de la información sea más lento y por otro lado se menciona que el 10% de la información no es registrada dentro de estas bases de datos y el 40% de la información, que se encuentra registrada, es inexacta.

Vargas Quilla J. (2019), Detección de fallas y simulación automática de eventos para la localización de fallas en sistemas eléctrico de potencia utilizando el software digsilent, [Tesis de Pregrado], Universidad Nacional del Altiplano – Puno.

Resumen: Esta tesis propone métodos para la detección de fallas y sus simulaciones utilizando el software DIGSILENT, que analizará los resultados y se determina a proponer alternativas topológicas, con el fin de incrementar el nivel de confiabilidad y la mejora en el servicio (Continuidad y calidad) de los consumidores en el tema de energía eléctrica.

Lo antes mencionado tiene como objetivo la confiabilidad en el desarrollo de simulaciones de falla utilizando programas de ingeniería modernos como el DIGSILENT y teniendo a favor la siguiente conclusión: Se ha realizado el correcto flujo de Carga en el sistema Eléctrico de Potencia, además se ha realizados los análisis correspondientes de todos los puntos críticos. (Vargas Quilla, 2019)

Martin Rapillini. (2019), El análisis de datos aplicado a la calidad de servicio en distribución de energía: Como el uso de técnicas de análisis de datos y modelos predictivos puede aportar a la eficiencia operativa y calidad de servicio en empresas de distribución de energía., [Tesis de Postgrado], Universidad de San Andrés – Buenos Aires.

Resumen: Esta tesis propone la aplicación de técnicas para el análisis de ingentes volúmenes de datos referente a la distribución de energía para lograr una mejor calidad de servicio y mayor eficiencia operativa. Menciona que la red eléctrica, sufre de una falta de confiabilidad debido a la ausencia de herramientas de monitoreo y diagnóstico

eficientes y de sistemas automatizados. Desde el punto de vista tecnológico, de revolucionar la inteligencia en la distribución se debe realizar un monitoreo de la red, líneas de media tensión y cortes en tiempo real con herramientas computacionales y tecnológicas. A partir de la información recolectada, sería posible revelar aspectos profundos de la problemática que permitan tomar mejores decisiones, mejorar la operación de la red y su eficiencia. Estas tecnologías también abren la puerta a un replanteo de las prácticas aplicadas para gestión de la demanda, así como un nuevo desafío de manejar volúmenes de datos hasta 3000 veces mayor al pasar, por ejemplo, de una lectura mensual de un medidor a tomar lecturas de medidores inteligentes cada 15 minutos.

Nayi Sánchez F., Raúl Comas R., María Matilde G. (2017), Sistema de información geográfica y ontologías para la toma de decisiones en la gestión eléctrica, [Artículo Científico], ISSN 1815-5936/Vol. XXXVIII - Buenos Aires.

Resumen: El Presente artículo establecer la recuperación de datos del Sistema de Información Geográfica haciendo uso del manejo de datos para facilitar la toma de decisiones en los diferentes procesos de la gestión eléctrica. Con el desarrollo de este estudio, se facilita el análisis de los datos y se evita los problemas de compatibilidad. El SIG desarrollado tiene carácter nacional y es aplicable a las distintas áreas que dividen las empresas eléctricas. Entre las principales bondades del sistema están: facilidad para realizar consultas, se genera un visor de toda la información contenida en la base de datos, acceso a la información en un lenguaje amigable y facilidades para la gestión de los recursos y el proceso de toma de decisiones.

Como una de las conclusiones más relevantes y funcionales que se utilizó en el desarrollo del trabajo de investigación es que las ontologías pueden ser usadas como

una capa intermedia entre una aplicación y la base de datos con el objetivo de extraer el conocimiento embebido en ellas.

2.3. Marco teórico

2.3.1. Sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de elementos conectados eléctricamente entre sí, con la finalidad de generar, transmitir y/o distribuir energía eléctrica, llegando hasta los últimos puntos de consumo. El estudio de la operación en estado estacionario de un sistema eléctrico de potencia consiste en el análisis del sistema en régimen permanente bajo algunas condiciones determinadas de operación (escenarios de máxima, media y mínima demanda en época de avenida y estiaje). A través del estudio de la operación en estado estacionario se obtienen la magnitud y el ángulo de fase de la tensión, así como los flujos de potencia activa y reactiva en cada rama (líneas y transformadores), constituyendo una importante herramienta en la operación y planificación del sistema, ya que permite detectar situaciones. como sobrecarga de líneas y transformadores, violación de los límites de tensión, etc.

2.3.2. Potencia eléctrica

2.3.2.1. Potencia activa (P).

La potencia neta o media que consume una carga durante un periodo se denomina potencia activa.

La potencia activa no puede ser negativa, es la energía capaz de transformar la energía eléctrica en trabajo, viene definida por la siguiente fórmula matemática:

$$P= VI \text{ Cos } (\varphi) \dots\dots\dots (1)$$

V: Tensión

I: Corriente

$\cos(\varphi)$: Factor de Potencia

2.3.2.2.Potencia reactiva (Q).

Si un circuito pasivo contiene bobinas, condensadores o ambos tipos de elementos, una parte de la energía durante un ciclo se almacena en ellos y posteriormente vuelve a la fuente: Durante el periodo de retorno de la energía, la potencia es negativa. La potencia envuelta en este intercambio se denomina potencia reactiva o en cuadratura.

La potencia reactiva representa la energía que primero se almacena y luego se libera en el campo magnético de un inductor o en el campo eléctrico de un capacitor, esto quiere decir que la potencia es positiva cuando el campo magnético acumula en el interior de la bobina. Un momento después, cuando la potencia es negativa, la energía disminuye en el campo magnético y fluye de regreso a la fuente:

Un capacitor es una fuente de potencia reactiva. Actúa como fuente de potencia reactiva siempre que forma parte de un circuito de estado permanente basado en ondas sinusoidales.

La potencia reactiva representa energía que al igual que un péndulo, oscila de un lado a otro sin realizar trabajo útil.

2.3.2.3.Potencia aparente (S).

Los componentes P y Q de la potencia tienen diferentes significados y no pueden ser sumados aritméticamente. Sin embargo, pueden ser representados apropiadamente en forma de una magnitud vectorial denominada potencia compleja.

La potencia aparente se expresa en voltamperes (VA).

2.3.2.4.Factor de potencia.

El factor de potencia de un dispositivo o circuito de corriente alterna es la relación de la potencia activa P a la potencia aparente S, es decir:

$$\text{Factor de potencia} = P/S \dots \dots \dots (2)$$

Donde:

P: Potencia activa suministrada absorbida por el circuito o dispositivo [W].

S: Potencia aparente del circuito o dispositivo [VA]

El factor de potencia se expresa como un número simple o como un porcentaje.

Como la potencia activa P nunca se puede exceder de la potencia aparente S, se deduce que el factor de potencia nunca puede ser mayor que la unidad (o que 100 por ciento), el factor de potencia de un resistor es de 100 por ciento por que la potencia aparente que absorbe es igual a la potencia activa.

2.3.3. Variables eléctricas

2.3.3.1. Tensión.

Denominado también potencial eléctrico.

Si el trabajo es necesario para mover una carga Q de un coulomb es de un julio, cuando esta se encuentra en un campo eléctrico, desde un lugar a otro, entonces se dice que el punto final tiene 1 voltio respecto al punto inicial.

A continuación, se definen la tensión nominal, tensión de servicio y nivel de tensión.

- **TENSIÓN NOMINAL**

La tensión nominal es una magnitud característica en base ella se dimensionan los medios de servicio referente a la tensión y frecuencia de la red. Frente a esto, la tensión de servicio es la tensión aplicada a la red.

- **NIVEL DE TENSIÓN**

Uno de los valores de tensión nominal utilizados en un sistema dado.

A. **BAJA TENSIÓN (abreviatura: B. T.):** Conjunto de niveles de tensión utilizados para la distribución de la electricidad. Su límite superior generalmente es $U \leq 1 \text{ kV}$, siendo U la Tensión Nominal.

Las tensiones normalizadas IEC son:

- 380/220 V
- 440/220 V

B. **MEDIA TENSIÓN (abreviatura: M. T.):** Cualquier conjunto de niveles de tensión comprendidos entre la alta tensión y la baja tensión.

Los límites son $1 \text{ kV} \leq U \leq 35 \text{ kV}$, siendo U la Tensión Nominal.

Las tensiones normalizadas IEC son:

- 10.0 kV
- 13.2 kV
- 22.9 kV
- 33 kV

C. **ALTA TENSIÓN (abreviatura: A.T.):** En un sentido general, conjunto de niveles de tensión que exceden la baja tensión (en el contexto del Código Nacional de Electricidad-Utilización).

En un sentido restringido, conjunto de niveles de tensión superior utilizado en los sistemas eléctricos para la transmisión masiva de electricidad. Con Límites comprendidos entre $35 \text{ kV} \leq U \leq 230 \text{ kV}$.

Las tensiones normalizadas IEC son:

- 60 kV
- 138 kV
- 220 kV

D. **MUY ALTA TENSIÓN (abreviatura: M.A.T.):** Niveles de tensión utilizados en

los sistemas eléctricos de transmisión, superiores a 230 kV.

Las tensiones normalizadas IEC son:

- 500 kV

2.3.3.2. Corriente.

La corriente o intensidad eléctrica es el flujo de carga eléctrica por unidad de tiempo que recorre un material. Se debe al movimiento de las cargas (normalmente electrones) en el interior del material. En el Sistema Internacional de Unidades se expresa en C/s (coulomb por segundo), unidad que se denomina amperio (A).

2.4. Calidad de los servicios eléctricos

La calidad de los servicios eléctricos es normada por la NTCSER¹, el cual es de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros bajo el régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no haya acordado o no hayan pactado lo contrario.

2.4.1. NTCSER

La NTCSER¹, (Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico Rural), tiene por objeto establecer los niveles mínimos de calidad de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) desarrollados y/o administrados dentro del marco de la Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento.

La presente Norma es de aplicación imperativa en todo Sistema Eléctrico Rural (SER) desarrollado, operado y/o administrado, en el marco de la Ley General de Electrificación Rural,

¹ NTCSER: Norma Técnica de calidad de los servicios Eléctricos Rurales.

y su Reglamento. El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

- **Calidad de producto:**
 - Tensión;
 - Frecuencia;
 - Perturbaciones (Flicker, recierres y tensiones armónicas).
- **Calidad de suministro:**
 - Interrupciones.
- **Calidad de servicio comercial:**
 - Trato al cliente;
 - Medios de atención;
 - Precisión de medida.
- **Calidad de alumbrado público:**
 - Deficiencias del alumbrado.

En este trabajo se toma énfasis en la calidad de producto (Perturbaciones) y calidad de suministro (interrupciones), debido a la naturaleza del estudio que se realiza.

2.4.2. Calidad de producto

La Calidad de Producto suministrado al cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega.

De acuerdo a lo especificado en cada caso, con equipos de uso múltiple o individual se llevan a cabo mediciones independientes de cada parámetro de la calidad de producto. El lapso mínimo de medición de un parámetro es de siete (7) días calendarios continuos.

En cada Período de Medición, los valores instantáneos de los parámetros de la calidad de producto son medidos y promediados por intervalos de quince (15) minutos para la tensión.

Estos períodos se denominan "Intervalos de Medición". Si en un intervalo de medición se comprueba que el indicador de un determinado parámetro esta fuera de los rangos tolerables, entonces la energía o potencia entregada durante ese intervalo se considera de mala calidad. Las compensaciones se calculan en función a la potencia contratada o energía entregada al cliente por su suministrador en condiciones de mala calidad.

2.4.3. *Indicador de calidad*

El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (%Vk) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (Vk) y el valor de la tensión nominal (VN) del mismo punto. Este indicador esta expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto.

2.4.4. *Tolerancia*

Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía son de $\pm 6\%$ para media tensión (MT). Y tratándose de redes secundarias (BT) en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$. [14]

2.4.5. *Calidad de suministro*

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo con las interrupciones del servicio por deficiencias originadas en el mismo SER.

Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

2.4.5.1. Interrupciones Importantes

Se define como interrupciones importantes aquellas interrupciones de suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afecta a todo un Sistema Eléctrico o cuando el número de usuarios afectados sean el 5% o más de los usuarios del sistema eléctrico; en este último caso, solo se consideraran interrupciones importantes aquellas que afecten más de 5000 usuarios.

La NTCSER, considera interrupciones aquellas que pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas, lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

2.4.6. Confiabilidad

Es la capacidad del Sistema Eléctrico para mantenerse integrado y poder suministrar de energía eléctrica en cantidad y calidad; relacionando la posibilidad de contar con una oferta suficiente para poder atender la demanda de energía eléctrica de los usuarios y con ciertos estándares de calidad, tomando en cuenta la probabilidad de ocurrencia de la contingencia sencilla a la más severa.

2.4.6.1. SAIDI

Es un indicador que permite determinar el nivel de confiabilidad de un sistema eléctrico y que mide el promedio de duración de una interrupción por usuario en un periodo determinado.

$$SAIDI = \frac{\Sigma DNUSUARIOS}{TUSUARIOS} \dots\dots\dots(3)$$

Donde:

$\Sigma DNUSUARIOS$: Sumatoria de la duración de

cada interrupción por suministro afectado.

TUSUARIOS: Número total de suministros correspondiente al sistema eléctrico y al periodo determinado.

2.4.6.2.SAIFI

Es un indicador que permite determinar el nivel de confiabilidad de un sistema eléctrico y que mide el promedio de frecuencia de interrupciones por usuario en un periodo determinado.

$$SAIFI = \frac{\Sigma NUSUARIOS}{TUSUARIOS} \dots\dots\dots(4)$$

Donde:

$\Sigma NUSUARIOS$: Sumatoria del número interrupciones por suministro afectado.

TUSUARIOS: Número total de suministros correspondiente al sistema eléctrico y al periodo determinado.

2.4.6.3.Tolerancias en la calidad de suministro.

La Norma Técnica de Calidad de Suministro Eléctrico nos brinda las tolerancias de duración y cantidad de las interrupciones para tomar en cuenta dentro de los cálculos de SAIDI y SAIFI.

Tabla 2.1

Valores límites de calidad de suministro

Sector Típico	Valores	Límites Indicadores	Tolerancia
2	Por usuario afectado (NTCSE)	N: N° de interrupciones por usuario y por semestre	8 /sem
	Por sistema eléctrico	D: Duración ponderada de las interrupciones por usuario y por semestre SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema	13 horas/sem. 5 /año

		eléctrico SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	9 horas/año
		N: N° de interrupciones por usuario y por semestre	8 /sem.
3	Por usuario afectado (NTCSE)	D: Duración ponderada de las interrupciones por usuario y por semestre	13 horas/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	7/año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	12 horas/año
		N: N° de interrupciones por usuario y por semestre	10 /sem.
4, 5 y SER	Por usuario afectado (NTCSE)	D: Duración ponderada de las interrupciones por usuario y por semestre	25 - 40 horas/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	12 y 24 /año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	16 y 40 horas/año

Fuente: Norma Técnica de Calidad de Suministros Eléctricos, (2008). Valores límites de Calidad de Suministro [Tabla].

2.4.6.4. Interrupciones

- **Interrupción programada.**

Ausencia del servicio de energía eléctrica planeado por la empresa concesionaria por motivos de mantenimiento, ampliación y/o reforzamiento de las redes eléctricas, debidamente publicada por diversos medios de comunicación a los usuarios afectados e informados al ente regulador.

Por Mantenimiento

Las interrupciones programadas por mantenimiento requieren del corte de energía eléctrica para llevar a cabo labores de mantenimiento en el área seccionada.

Por Expansión

Las interrupciones programadas por obras o expansión requieren también del corte de suministro eléctrico para la incorporación de nuevas instalaciones en el sistema eléctrico de baja tensión.

- **Interrupción no programada.**

Ausencia del servicio de energía eléctrica debido a alguna perturbación impredecible o fortuita por causas externas o internas de la empresa concesionaria.

Fallas Propias

Las fallas propias son aquellas originadas por la empresa distribuidora. Muchas de ellas están relacionadas a los temas de mantenimiento, calidad de los equipos, obsolescencia de los mismos o maniobras erróneas en las operaciones de campo por parte del personal técnico.

Ambientales

Son fallas originadas por la naturaleza. Las fallas pueden darse en las redes de distribución o en las subestaciones de distribución.

Terceros

Son fallas que no involucran las dos primeras arriba mencionadas ni al cliente. Estas fallas interfieren en el suministro continuo de energía y el equipamiento eléctrico.

2.5.Recierres automáticos

Las fallas en las líneas aéreas se clasifican en una de tres categorías: Transitoria, semipermanente y permanente, el 80-90% de las fallas en cualquier red de línea aérea son de naturaleza transitoria y el 10%-20% restante de las fallas son semipermanentes o permanentes.

(Florián, 2018)

La apertura de los interruptores tiene por objetivo despejar la falla; pero, como lo más frecuente en el SEP (Sistema Eléctrico de Potencia) son las fallas de naturaleza temporal, una vez que se ha recuperado el aislamiento de la zona fallada, y transcurrido un lapso prudencial, es posible volver a energizar la instalación porque la falla se extinguió. Por tal motivo, es práctica frecuente, efectuar un recierre automático. Estos recierres pueden ser unipolares y/o tripolares. Para el recierre se suele considerar un tiempo de espera que debe ser suficiente para permitir la extinción del arco en el lugar de la falla. La razón de hacer un recierre es que se considera que la falla se ha producido en el aire donde el aislamiento es regenerativo; en consecuencia, una vez eliminada la alimentación a la falla se recupera las propiedades aislantes y es posible proceder a la energización.

Las fallas transitorias son comúnmente causadas por un rayo o el contacto temporal con objetos extraños. El disparo inmediato de uno o más equipos de protección elimina la falla y posteriormente realiza la reenergización en ocasiones suele tener éxito. Una pequeña rama de árbol que cae en la línea podría causar una falla semi-permanente. y la causa de la falla no se eliminaría con el disparo inmediato del circuito, sino que se podría quemar durante un disparo con retraso. El uso de un esquema de reenganche automático para volver a energizar la línea después de un disparo por falla permite una reenergización exitosa de la línea. Tales consideraciones han sido la causa de una mejora sustancial en la continuidad del suministro. (Chamorro, 2005)

El esquema de recierre automático en líneas de distribución generalmente no obedece a una regla general, la aplicación es según las condiciones geográficas y operativas de acuerdo con la necesidad del operador. En el caso del sistema de protección de los alimentadores de la S.E. Llusco, no se aplica el esquema que salva los fusibles debido a que ELSE tiene instalado fusibles de repetición en derivaciones que simulan hasta 3 intentos de recierre, por lo tanto, en el presente estudio solo se aplica recierres lentos. De acuerdo con varios estudios de

protecciones en sistemas de distribución indican que, si la coordinación está asociada con relés y no con fusibles, los tiempos muertos pueden ser ajustados desde 5 hasta 15 segundos. (COES SINAC, 2008)

2.6.Criticidad

Es el estado de una sección de línea o de un alimentador evaluado matricialmente la cual es una herramienta elaborada para calificar el desempeño de un alimentador de media tensión con el que se logra identificar las secciones de línea críticas.

Para el desarrollo de la evaluación de este indicador de confiabilidad se realizó mediante un estudio denominado RBI (metodología de inspección basada en Riesgos) el cual está basado principalmente en la aplicación de las prácticas recomendadas API RP (Normatividad Internacional) 580 y 581, en conjunto con otros estándares internacionales. Esta metodología busca evaluar y determinar el nivel de riesgo presente, a escala tanto de empresa como componente de equipo.

Confiabilidad:

- API RP 580 -Inspección Basada en Riesgo
- API RP 581 -Metodología de Inspección Basada en Riesgo

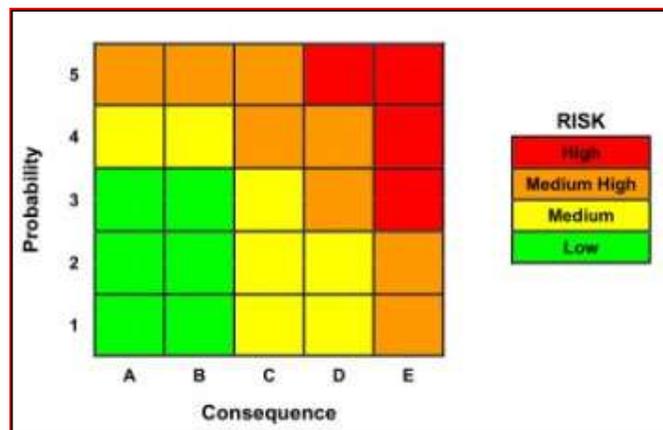
Para metodologías de clasificación de riesgos que usan categorías de probabilidad y consecuencia, la matriz de riesgo es una forma muy efectiva de comunicar la distribución del riesgo dentro de una instalación sin valores numéricos, representando la clasificación de la Probabilidad (eje ordenadas) y de la Consecuencia (eje abcisas). En esta matriz, las categorías de consecuencia y de probabilidad están arregladas de tal forma que el riesgo más alto es hacia la esquina superior derecha, también interpretado según los colores de cada casilla que representan el nivel de riesgo, verde para el más bajo y rojo para el más alto.

Para calificar los factores del riesgo, se asignan valores numéricos a las categorías para así determinar el par ordenado correspondiente.

API establece de manera predeterminada los niveles de riesgo, pero cada compañía debe establecer los suyos, por ende, el primer paso es calibrar la matriz de riesgo para que los límites de riesgo máximo permisible estén acorde a las políticas internas de cada compañía a la cual se le está aplicando la metodología. (Cortés, 2020)

Figura 2.1

Matriz de riesgo



Fuente: API-RP-580

En cuanto al desarrollo del anterior análisis direccionado a un contexto de ingeniería se tomó como referencia la investigación de Cesar Valdivia, 2018 en el que desarrolla lo siguiente:

Los problemas de decisión en ingeniería pueden clasificarse como problemas de evaluación o diseño. Cuando se enfrenta a un problema de evaluación, el tomador de decisiones analiza un conjunto de alternativas predefinidas discretamente.

Se han desarrollado técnicas que se ajustan de mejor forma al cálculo de la criticidad, se mencionan a continuación las más aceptadas en la industria.

- Metodología de los Puntos:

La base fundamental de este enfoque es el establecimiento de un sistema de puntos para valorar la criticidad; y de una matriz cuyos rangos de frecuencia y consecuencia se expresan en “puntos” (Almaguer et al., 2013). Esta metodología es del tipo cualitativa, por lo tanto, requiere que su estimación sea asesorada por la opinión de expertos.

- Método de Criticidad de Ciliberti:

El enfoque propuesto por Ciliberti propone un sistema que combina dos (2) matrices de criticidad; una construida desde la óptica de seguridad de los procesos y otra construida desde el impacto que se tendrá. Ambas matrices se integran en una matriz de criticidad global, para obtener la criticidad total del equipo bajo análisis (Almaguer et al., 2013). Ampliamente utilizada en la ingeniería de Confiabilidad.

- Análisis de Criticidad Basada en API 581:

Esta metodología especial de análisis de criticidad se basa en la Matriz de Riesgo de la Norma API 581 (Etapa I: Análisis Cualitativo de Riesgo) y solo aplica para aquellos sistemas o equipos sometidos a desgaste continuo.

- Análisis de Criticidad para Propósitos de Mantenimiento según NORSOK STANDARD Z-008 Rev. 2, nov. 2001:

El propósito del estándar NORSOK Z-008 es mucho más amplio que el de las metodologías de criticidad previamente expuestas, ya que no solo permite establecer las criticidades de los componentes de un sistema de producción, sino que dentro de la misma norma incluye un procedimiento para la optimización de programas de mantenimiento para facilidades nuevas y en servicio, considerando los riesgos relacionados con personal, ambiente, pérdida de

producción y costos económicos directos (todos los costos aparte de los costos de la pérdida de producción).

2.7.Sistemas eléctricos

2.7.1. Sistema de distribución

Es aquel conjunto de instalaciones de entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios. Comprende:

- Subsistema de distribución primaria.
- Subsistema de distribución secundaria.
- Instalaciones de alumbrado público.
- Conexiones.
- Punto de entrega.

2.7.2. Sistema eléctrico rural (SER)

Previa evaluación satisfactoria se califica como SER a las instalaciones eléctricas o proyecto de instalaciones eléctricas, que cumplan con las características establecidas en el artículo 4 del reglamento de la Ley General de Electrificación rural. "Todas las instalaciones ubicadas en zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, que sirven para abastecer al Servicio Público de Electricidad según lo establecido en el artículo 2 de la Ley de Concesiones Eléctricas, constituyen los Sistemas Eléctricos Rurales por su condición de necesidad nacional, utilidad pública y de preferente interés social".

2.8.Máxima demanda

Valor máximo de la carga de un sistema eléctrico durante un período de tiempo dado, por ejemplo, un día, un mes, un año.

2.9. Media demanda

Valor medio de la carga de un sistema eléctrico durante un período de tiempo dado, por ejemplo, un día, un mes, un año.

2.10. Mínima demanda

Valor mínimo de la carga de un sistema eléctrico durante un período de tiempo dado, por ejemplo, un día, un mes, un año.

2.11. Temporada- Época

2.11.1. Período de avenida

Período donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, las que permiten almacenar los reservorios del sistema de generación hidráulica que mayormente se produce entre los meses de noviembre y mayo del siguiente año.

Para la aplicación de los procedimientos, corresponde al periodo del 01 de diciembre al 31 de mayo.⁷⁹ (COES SINAC, 2022)

2.11.2. Período de estiaje

Período donde en forma cíclica se registra una disminución de precipitaciones pluviométricas y que origina la reducción de los caudales naturales, que para fines de operación del sistema hidráulico del SINAC, es posible complementarlos con un programa de descarga de reservorios. Para la aplicación de los procedimientos, corresponde al periodo del 01 de junio al 30 de noviembre. (COES SINAC, 2022)

2.12. Equipos de protección y maniobra

Para un mejor funcionamiento de un sistema de distribución es necesario poder reestablecer o interrumpir la corriente en los circuitos. Un dispositivo de conexión es el destinado a reestablecer o interrumpir la corriente en uno o más circuitos eléctricos; si se

cumple esta función por medio de contactos separables se lo llama aparato mecánico de conexión.

Estos aparatos tienen una posición de cerrados en la cual se asegura la continuidad del circuito principal, y una posición de abiertos en la cual se asegura mediante una distancia predeterminada la aislación entre contactos del circuito principal.

El pasaje de los contactos móviles de una posición a otra se denomina operación o maniobra, y se la distingue, cuando es necesario, en maniobra eléctrica (restablecimiento o interrupción de corriente) y maniobra mecánica (cierre o apertura).

Podemos mencionar algunos equipos de conexión o desconexión de un Circuito (Interruptor de Potencia, Seccionador de Potencia, Seccionadores, Cut Out's, Fusibles Primarios, etc.). (Samuel Ramirez Castaño, 2015, p. 35).

- **Fusibles**

Dispositivos instalados para la protección de la instalación por efecto joule (fusión por efecto de joule de un hilo o lamina intercalada en la línea como punto débil).

- **Interruptor**

Tiene como función abrir o cerrar un circuito eléctrico bajo carga, capaz de desconectar una carga o parte del sistema eléctrico en condiciones de normales o corto circuito el control puede ser accionado de manera manual o mediante un relé. (Samuel Ramirez Castaño, 2015, p. 38)

- **Seccionador**

Dispositivos mecánicos que conectan y desconectan diversas partes del sistema eléctrico para efectuar maniobras de Operación y mantenimiento estos se operan sin carga. Capaces de soportar corrientes nominales, sobre intensidades y corrientes de corto circuito durante un tiempo especificado. (Samuel Ramirez Castaño, 2015, p. 39).

- **Seccionador bajo carga**

El seccionador bajo carga es un equipo de maniobra, cuyo diseño es conceptualizado para poder realizar aperturas o cierres de circuitos bajo carga y a su vez tenga la capacidad de poder trabajar en forma conjunta con los reconectores o interruptores aguas arriba realizando conteos de operación para realizar su apertura.

Figura 2.2

Seccionador bajo carga.



Fuente: Adaptado de Grupo EleconD [Figura], por Elecond Capacitores S.A., 2018, Seccionador (<https://grupoelecond.com/wp-content/uploads/2018/11/Seccionalizador-rasnpa.png>)

Componente

- Mando Motorizado.

Puede realizar las 5000 operaciones de abrir y cerrar confiablemente. Dicho mecanismo utiliza la de presión por resortes que tiene el interruptor ubicándolo en posición abierto o cerrado según se requiera.

La tecnología de switch es un sistema usado para poder cerrar o abrir circuitos en carga, utilizando un mecanismo de resortes a compresión de alta velocidad, permitiendo al gas SF6 extinguir el arco eléctrico.

- Aisladores

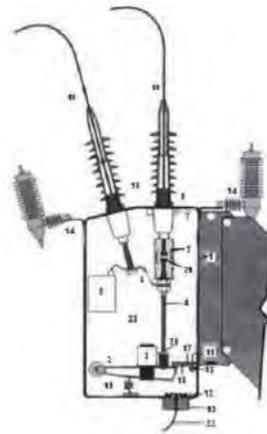
Los Aisladores bushing de cada fase del Seccionador son del modelo extraíbles e intercambiables, están fabricados de material composite compuestos de fibra de vidrio y resina epóxica, brindando mayor resistencia mecánica e ideal para ambientes corrosivos.

- Transformador de Corriente
- Tanque de Seccionador
- Gabinete de Control
- **Recloser o Reconectador**

El recloser es un dispositivo de interrupción, de carga eléctrica, con posibilidad de recierre automático autoajustable, monitoreo y operación con telecomando, está compuesto básicamente por:

Figura 2.3

Estructura interna de un recloser



Fuente: Adaptado de Sector Electricidad [Figura], por ESOLUTIONS S.A.C., 2013, Recloser (<http://www.sectorelectricidad.com/wp-content/uploads/2013/07/como-funciona-el-reconectador-partes.jpg>)

Componentes

- El Reconectador posee interruptores de vacío (5) contenidos en un tanque de acero inoxidable grado marino 316, totalmente soldado y sellado (1),

especialmente diseñado para el montaje sobre poste. Dicho tanque está lleno de gas de hexafluoruro de azufre (SF₆) (23), el cual tiene excelentes propiedades de aislación eléctrica, lo cual da por resultado un equipo compacto y con un mínimo de mantenimiento.

- El gabinete de control, el cual se instala a poca altura para facilitar el acceso, es el que aloja al Panel de Control del operador y a la unidad de microelectrónica. Dicho gabinete cumple con las funciones de protección y controla y monitorea al reconectador. Se conecta al reconectador mediante un cable umbilical enchufable (22).
- Los contactos, a su vez, se mantienen en posición cerrada por medio de las lengüetas del enganche (18) que se apoyan en la barra de apertura (17). La apertura de los contactos se logra mediante la liberación de un impulso de corriente controlada desde un capacitor y a través de la bobina de apertura (15).
- Los Bushings brindan la aislación necesaria, y sirven de soporte para los sensores de tensión, que están encapsulados, y para los transformadores de corriente (7). (Jaime Vázquez P, 2018)

2.13. Automatización de sistemas eléctricos

El proceso de automatización consiste en un proceso enfocado a la correcta operación y funcionamiento de los equipos que conforman el sistema eléctrico de distribución. La automatización en la actividad eléctrica podría definirse como el proceso de implementación de diferentes dispositivos eléctricos y electrónicos para lograr interfaces máquina-hombre, con el fin de aprovechar la capacidad de las máquinas en la realización de determinadas tareas que eran efectuadas históricamente por los seres humanos, así como para controlar la secuencia de dichas operaciones sin intervención humana. Pero el empleo de la automatización eléctrica no

se limita solamente a la producción industrial, sino que ésta se utiliza en cualquier otro sector en que se requiera el funcionamiento independiente o semi independiente de algún dispositivo.

(Energía Activa, 2022)

2.13.1. Niveles de automatización

El término “nivel de automatización” podría ser sinónimo, aunque no necesariamente, de “nivel de tecnología”. El nivel de automatización denota la proporción hombre-máquina en las tareas, o la transferencia de las tareas humanas a las tareas de máquinas, basándose así en la interacción hombre-máquina. El nivel de tecnología describe la sofisticación en los procesos donde el proceso sofisticado puede ser totalmente automatizado o parcialmente automatizado. El nivel de automatización es claro en la medida en que se proporcione la interacción (involucramiento) hombre-máquina. De otro lado, el nivel de tecnología solo da una perspectiva del software y el hardware que está normalmente asociado con los procesos tecnológicos.

Se puede representar de manera gráfica los niveles de las instalaciones de los equipos y/o elementos que conforman sistema automatizado. (Acitores, 2022)

Figura 2.4

Niveles del sistema automatizado



Fuente: Adaptado de Ares Proyectos [Figura], por AresProyectos S.A.C., Niveles de Sistema Automatizado (<http://www.aresproyectos.es/blog/Ingenieria-de-Sistemas-de-Control-Industrial-Parte-II.html>)

La estructura de la automatización esta categorizada por los siguientes niveles:

- a) Nivel 0: También conocido como nivel de campo en el cual se encuentran los equipos de campo como lo son seccionadores bajo carga, recloser, interruptores y seccionadores (cut out). Estos equipos por lo general poseen el mando del control en cada uno de ellos. El control de la operación de este nivel se puede realizar desde cada uno de los equipos o desde los circuitos de cada una de las celdas, de acuerdo con la lógica de control y enclavamientos que posea cada circuito. Las maniobras en el nivel 0 son:
- Equipo: Interruptores.
 - Ubicación: Campo.
 - Posición: Cambiar a modo local
 - Maniobra: Se pueden maniobrar los SBC, RC, interruptores y seccionadores por medio de los botones de close/trip.
 - Los seccionadores tienen mando mecánico, sentido horario para el cierre y antihorario para la apertura.
- b) Nivel 1: También conocido como nivel de control, es el nivel de Subestación, Tableros, pupitres, etc. Los IED's, están conformados por equipos especializados en controlar y proteger la operación de los equipos de campo. En este nivel se poseen equipos con características diversas incluso con funciones de integración de varias IED's en una sola.

En este nivel el control de la operación es dada desde el propio IED o desde los tableros en los cuales se encuentre instalado el IED, en dichos tableros

se poseen pulsadores, botones y relés auxiliares que en conjunto realizan las funciones de control, enclavamientos, regulación, protección y medición de las señales de campo.

- c) Nivel 2: Es el nivel de Subestación, desde un Sistema SCADA HMI, se realizan las funciones de control, supervisión y adquisición de datos de toda la Subestación. En este nivel se cuenta con un desarrollo de ingeniería para la integración de todos los IED's en un solo sistema SCADA HMI. El control de la operación se realiza desde el Software SCADA implementado, el control y la seguridad de las maniobras a efectuarse es resguardada por cada uno de los operadores y supervisores del Sistema SCADA.
- d) Nivel 3 Es el nivel de Centro de Control – SCADA, en este nivel se concentra la información de los Sistemas SCADA HMI implementados en el tercer nivel. En este nivel es primordial el medio de comunicación establecido entre el Centro de Control SCADA con los Sistemas SCADA HMI de cada Subestación, pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada desde este nivel.
- IED: -Intelligent Electronic Device; SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition; HMI: Human Machine Interface

Este nivel es el principal y más importante, desde el Centro de Control SCADA se puede desarrollar, supervisar, controlar y adquirir la información importante, todo esto de manera directa “online”. Centro de control del nivel 3

Las operaciones en tiempo real del sistema de una empresa y/o clientes son efectuadas, en forma coordinada con el COES y con las empresas generadores y transmisoras.

Las herramientas tecnológicas para la operación en tiempo real son:

- Sistema SCADA

- Sistema de información operativo

2.13.2. Sistema SCADA

Es un sistema de control y supervisión de procesos que consiste en una o más unidades de control y monitoreo de campo comunicándose con un computador central.

El control puede ser automático o iniciados por el operador.

Proporciona control global y procesamiento de datos de grandes áreas dentro de una planta o plantas enteras.

Normalmente proporciona una visión global y datos históricos, usualmente tiene funciones más avanzadas que el HMI. El sistema SCADA nos ayuda a centralizar el mando del sistema, utilizando protocolos abiertos estandarizados para interoperar en múltiples plataformas. Además de:

Gestionar las comunicaciones,

Recopilar datos de las RTU,

Enviar información,

Se comunica con los operadores,

Permite el análisis de los datos,

Visualiza e imprime datos,

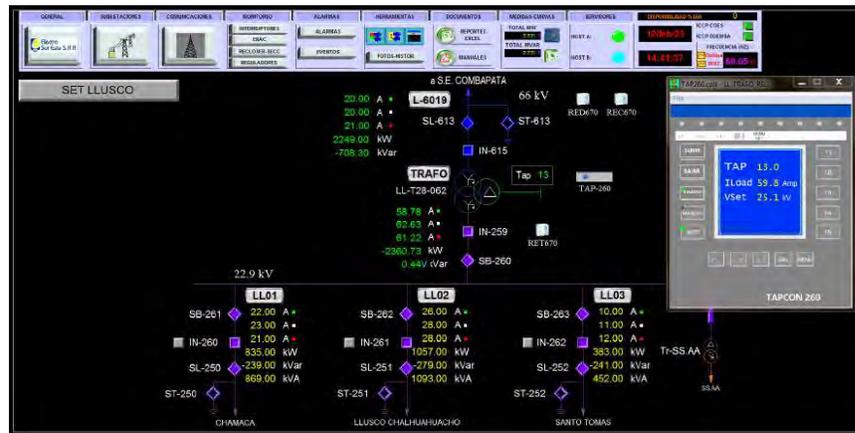
Control de Proceso.

- **Interface hombre maquina (HMI)**

Interface Gráfica de Usuario (GUI) al nivel de máquina que proporciona control y visualización de datos en máquinas simples o de pequeñas áreas. Paneles de visualización que muestran en forma gráfica el estado de un proceso productivo u operativo. Hacen las funciones de una consola de mando que permite interactuar con el proceso.

Figura 2.5

Esquema interfaz hombre-máquina



Fuente: Centro de control - Electro Sur Este S.A.A.

- **Adquisición de datos (DAQ)**

Es el proceso de adquirir señales de fenómenos del mundo real, digitalizar las señales además de analizar, presentar y salvar los datos en una PC.

Figura 2.6

Esquema adquisición de datos



Fuente: Curso de Extensión SCADA de Sistemas Eléctricos TECSUP 2017.

- **Adquisición distribuida de datos**

Figura 2.7

Esquema adquisición distribuida de datos



Fuente: <http://sine.ni.com/cs/app/doc/p/id/cs-12644>.

- **Características de un sistema SCADA**

Economía. - Debe ser económico reduciendo el costo operativo debido al menor costo de operación y mantenimiento

Accesibilidad. - La información debe ser accesible para determinados niveles de la empresa.

Mantenimiento. -El SCADA facilita el mantenimiento de los equipos.

Ergonomía. - Debe ser de un entorno cómodo con los operadores.

Gestión. -El SCADA deberá tener la gestión de comunicación y mando de los diferentes procesos.

Flexibilidad. -Deberá ser adaptable a futuras ampliaciones del sistema.

Conectividad. - Deberá contar con una comunicación ininterrumpida, con otras aplicaciones y bases de datos, locales o distribuidas en redes de comunicación.

2.13.3. Prestaciones de un SCADA

Un paquete SCADA debe de ofrecer las siguientes prestaciones:

Mando, el mando puede ser local o remoto según la operación específica.

Supervisión, para observar desde un monitor la evolución de las variables de control.

Seguridad de datos, deberá contar con un alto nivel de seguridad para proteger y controlar la información.

Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del operador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.

Generación de históricos de señal de planta, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo.

Ejecución de programas, que modifican la ley de control, o incluso el programa total sobre el autómeta, bajo ciertas condiciones.

Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador, y no sobre la del autómeta, menos especializado, etc.

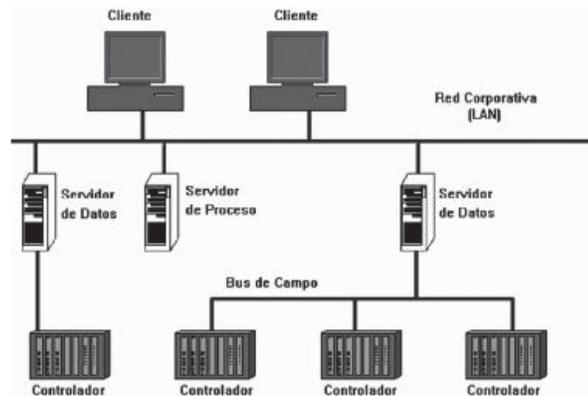
2.13.4. Criterios de selección de un SCADA

Algunos criterios de selección para un SCADA se mencionan a continuación:

Disponibilidad. - Se basa en el concepto de redundancia, no debería haber pérdidas de comunicaciones en caso de fallas.

- Robustez
- Seguridad
- Prestaciones
- Mantenibilidad
- Escalabilidad

2.13.5. Hardware de un SCADA

Figura 2.8*Hardware de un SCADA*

Fuente: <http://www.automation.com/library/articles-white-papers/hmi-and-scada-software-technologies/scadabusiness-network-separation-securing-an-integrated-scada-system>.

2.14. El sistema informático

Producto que se diseña y construye para levantar información o procesar datos, los cuales se ejecutan dentro de una computadora para resolver o automatizar procesos que se tiene la necesidad de tratamiento de datos o Big-Data.

Denominado al conjunto de funciones que se relacionan entre sí, tanto el hardware, Software y por el recurso humano, los cuales permiten almacenar y procesar información. Un sistema informático básico emplea un sistema de dispositivos con la funcionalidad de satisfacer tareas de un determinado usuario.

2.14.1. Proceso del sistema informático

Es un dialogo o proceso de "brainstorming" que acompañan a todo el desarrollo del sistema desarrollado en el cual se reúne "know how" de experiencias y conocimientos previos con el fin de realizar la construcción del Software.

El proceso proporciona una interacción entre los usuarios y los diseñadores, entre los usuarios y las herramientas de desarrollo, y entre los diseñadores y las herramientas de desarrollo [tecnología]. Es un proceso interactivo donde la herramienta de desarrollo se usa como medio de comunicación, con cada iteración del diálogo se obtiene mayor conocimiento de las personas involucradas (Pressman, 2002).

Según lo indica Méndez (2008), es un conjunto estructurado de actividades y resultados asociados requeridos para desarrollar un sistema de software:

- Especificación: establecer requisitos, restricciones y alcances de la plataforma.
- Diseño: Producir un modelo o bocetos a papel del sistema o también llamado Sketching (MVP de baja fidelidad).
- Implementación: construcción o modelamiento del sistema de software.
- Validación: verificar (por ejemplo, mediante pruebas, iteraciones) que el sistema cumple con las especificaciones requeridas y que todos los componentes estén totalmente funcionando).
- Instalación: Entregar el sistema al usuario con el instalador y las recomendaciones para que el sistema opere sin inconvenientes.
- Evolución y mantenimiento: Es el proceso de cambiar/adaptar el software según las demandas resaltadas y recopiladas en el proceso del uso del software; reparar fallos en el sistema.

2.14.2. Lenguajes de programación

La función principal de los lenguajes de programación es de dar las instrucciones al sistema para que este pueda realizar el procesamiento o el almacenamiento. Cada lenguaje de programación utiliza un grupo de símbolos o reglas que tiene un significado específico a eso se le llama sintaxis (Stair et al, 2005).

2.14.2.1. Python

Es un lenguaje de programación de alto nivel, muy confiable y de gran practicidad en la actualidad. Tiene como características resaltantes la sencillez, precisión de sintaxis y legibilidad.

Es un lenguaje interpretado, por lo que es multiplataforma, funciona en cualquier tipo de sistema que integre su interpretador. Al ser orientado a objetos y dinámico, se le puede agregar nuevas funciones y clases a un objeto existente, incluso en tiempo de ejecución. Otra gran ventaja es que se lo puede utilizar como software “glue” para combinar distintas aplicaciones realizadas en otras plataformas. (Lucía Damiani. 2019).

Python tiene tres librerías de tipo científicas que tienen desarrolladas una capacidad increíble en cuanto a su funcionalidad, las cuales potencian su uso en aplicaciones de ingeniería y en ciencias:

- Numpy: Agrega al lenguaje Python funcionalidades haciéndola de manejo sencillo en el uso de matriciales y vectoriales, sin obviar las operaciones elementales y las más complejas. Sin duda una de las virtudes más importantes es la posibilidad de incorporación de código en otros lenguajes de programación (C/C++ o Fortran), lo que incrementa satisfactoriamente una compatibilidad en funciones e implementación de distintos proyectos desarrollados en código fuente distinto al python.
- Scipy: Librería o conjunto de herramientas base numéricas que usa Numpy. Contiene distintos módulos que permiten la optimización de funciones, funciones especiales, resolución de ecuaciones, integración, diferenciales ordinarias, entre otros.
- Matplotlib: Parten de datos contenidos en listas los cuales gracias a una biblioteca se produce la generación de gráficos 2D y 3D.

2.14.2.2. C#

Lenguaje desarrollado por la empresa Microsoft, es un tipo de lenguaje orientado a objetos como parte de su plataforma .NET.

C# es uno de los lenguajes de programación diseñados para la infraestructura de lenguaje común. Su sintaxis básica deriva de C/C++ y utiliza el modelo de objetos de la plataforma .NET, similar al de Java, aunque incluye mejoras derivadas de otros lenguajes. El nombre C Sharp fue inspirado por la notación musical, donde '#' (sostenido, en inglés Sharp) indica que la nota (C es la nota do en inglés) es un semitono más alto, sugiriendo que C# es superior a C/C++. Además, el signo '#' se compone de cuatro signos '+' pegados. Aunque C# forma parte de la plataforma .NET, ésta es una API, mientras que C# es un lenguaje de programación independiente diseñado para generar programas sobre dicha plataforma. Ya existe un compilador implementado que provee el marco Mono - DotGNU, el cual genera programas para distintas plataformas como Windows, Unix, Android, iOS, Windows Phone, Mac OS y GNU/Linux. (Sorto, 2014)

2.14.2.3. Visual Basic

Es un lenguaje de programación que permite construir programas para Windows, con interfaces gráficas que permite incorporar elementos de interacción los cuales podrían ser cuadros, textbox, label, etc. Es un lenguaje el que esta direccionado y controlado por eventos, la característica principal es la sencillas con la que está constituida.

El IDE de Visual Basic 6 tenía una serie de características que se han mantenido en otros lenguajes de programación, como C# o Visual C++. Entre ellas son:

- Separación de la creación de la interfaz gráfica y el código.
- Una barra de herramientas, con los controles (se podían añadir muchos o crear de propios) necesarios para la creación de formularios. Sólo había que arrastrar

y redimensionarlos dentro de la interfaz. Los controles comunes eran labels, textbox, button, checkbox, picturebox, combobox, frame, timer, etc.

- Un explorador de proyectos, para ver todos los formularios, controles, código, etc de nuestro proyecto y un panel de propiedades, dependiendo del formulario o control seleccionado. De esta manera se podía modificar sus características en modo diseño.
- En la parte inferior una Ventana inmediato, que mientras se depuraba podías escribir directamente funciones simples o el valor contenido de las variables, y nos ayuda a la hora de corregir errores en nuestro código. (Lenguajes de Programación,2019).

2.14.2.4. DPL

El DPL es un lenguaje de programación interno de PowerFactory que sirve el propósito de una interfaz para automatizar tareas con el uso del programa DIgSILENT PowerFactory. El DPL ofrece las mismas características de cualquier lenguaje de programación tales como comando de flujo de acciones y decisión, definición de variables para el uso del usuario, interfaz de entrada y salida a DIgSILENT PowerFactory, expresiones matemáticas, etc. En general, DPL agregar una nueva dimensión al uso del programa DIgSILENT PowerFactory permitiendo la creación de nuevas funciones de cálculo y análisis, y en consecuencia crear nuevos comandos de cálculo totalmente configurables y definidos por el usuario. (Gonzalez-Longat, 2020)

2.15. Base de datos

Se define como una herramienta que permite recopilar y organizar información en tablas, o procedimientos almacenados sobre personas, productos, pedidos u otra información que pueda ser guardado en tablas, siendo accesible de forma conjunta o discriminando de

manera de filtros, la cualidad más importante es la gran cantidad de data que esta puede guardar y puede procesar.

El programa con el cual se puede manipular la información tiene una denominación de gestor de datos, dentro de los más usados en la actualidad están el SQL Server, Access, Oracle etc.

2.15.1. Tipos de datos

Todos los datos y la información que las empresas manejan en su día a día son completamente diferentes, así como su cadena de caracteres o el número de este, por lo que estos se clasifican en dos muy importantes:

2.15.1.1. Datos estructurados

Son datos o información con una característica cuantitativa y con el que la mayoría de personas estamos relacionados, siendo datos que encajen perfectamente en campos y columnas, ya sean en bases de datos u hojas de cálculo.

Características de los Datos Estructurados.

- Fácil manejo, con base de datos relacionados.
- Manejo mediante lenguaje de consulta estructurado.
- La más utilizada actualmente para el almacenamiento y el tratamiento de la información.

2.15.1.2. Datos no estructurados

Son datos de tipo cualitativos y tienen la característica que no pueden analizarse de manera convencional utilizando herramientas convencionales.

Los datos no estructurados también son clave para el software de análisis predictivo. Por ejemplo, los datos de los sensores conectados a la maquinaria industrial pueden alertar a

los fabricantes de una actividad extraña antes de tiempo. Con esta información, se puede realizar una reparación antes de que la máquina sufra una avería costosa.

Los ejemplos de datos no estructurados incluyen texto, vídeo, audio, actividad móvil, actividad en redes sociales, imágenes satelitales, imágenes de vigilancia.

Tenemos como ejemplos muy claros, registros médicos, redes sociales, documentos comerciales, contenidos de imágenes videos y audios, comunicaciones de chat, etc.

Características de los Datos Estructurados.

- Más del 80 por ciento de todos los datos generados en la actualidad se consideran no estructurados
- Los datos no estructurados son difíciles de deconstruir porque no tienen un modelo predefinido, lo que significa que no se pueden organizar en bases de datos relacionales
- las técnicas de minería de datos aplicadas a datos no estructurados pueden ayudar a las empresas a aprender hábitos de compra y tiempos, patrones en las compras, sentimiento hacia un producto específico y mucho más.

2.15.2. SQL SERVER

Microsoft con el software SQL Server tiene la funcionalidad de gestor de base de datos, que es óptima y accesible de cualquier parte del mundo y en cualquier momento. El gestor puede almacenar información estructurados y no estructurados, con la característica que se puede hacer de forma directa.

SQL Server 2008 posee los más altos niveles de seguridad, fiabilidad y escalabilidad, para obtener los mejores resultados en aplicativos empresariales; ya que con SQL Server 2008 se puede reducir el costo y el tiempo para la gestión de datos y el desarrollo de aplicativos (Rodríguez, 2009).

2.16. Gestión de Macrodata

La gestión de macrodata o “data management” consiste en mantener y ordenar estructuras de datos de una organización garantizando su utilización máxima y óptima, practicando la adopción de reglas, principios, metodologías y estrategias. El objetivo de la administración de datos consiste en validar y autenticar la información obtenida para que se encuentre disponible, sea segura y pueda ser compartida.

La gestión tiene como una de sus características más importantes, permitir que los datos agrupados en diferentes tablas se relacionen entre ellos y se pueda obtener información estadística y comparativa.

Otra de las razones por las que la gestión de los datos es sumamente importante se debe a que se puede buscar información de forma eficaz y, además, permite actualizarla, ya sea modificando los datos existentes o eliminándolos si han dejado de ser útiles. (Muguira, 2018)

2.17. Datos analógicos y digitales

2.17.1. Dato analógico

Está definida como aquella que es continua en el tiempo y que puede tener un valor cualquiera dentro de un rango definido; es generada por algún tipo de fenómeno electromagnético.

2.17.2. Dato digital

Está definida como aquella que solamente puede tener dos valores (1 ó 0) y es discreta en el tiempo.

2.18. Disponibilidad de la información

Son todas las políticas, procesos, procedimientos y actividades que realiza una empresa para asegurarse de que todos sus datos relacionados con el negocio estén disponibles para la

organización, los socios o los usuarios finales en cualquier momento del día, cuando y donde sea necesario.

Las empresas deben poder funcionar sin interrupciones con disponibilidad de datos. La accesibilidad a los datos y la continuidad del suministro de información son componentes clave de su disponibilidad. Los datos inaccesibles son comparables a no tener datos o tener datos inexactos. Si una empresa no puede acceder fácilmente a sus datos, no puede funcionar de manera eficiente e incluso puede tener horas-hombre desperdiciadas proporcionando un impacto significativo y desfavorable en el desarrollo de las actividades. (Mota, 2023)

2.19. Velocidad de tratamiento de la información

Es una de las ventajas de las tecnologías de la información y la comunicación en la cual las características más importantes que se toman en consideración son la instantaneidad la cual se refiere a la velocidad con la que se transfiere la información y la inmaterialidad enfocándose en que la información se pueda trasladar de forma inmediata a cualquier lugar y a múltiples usuarios.

2.20. Evaluación

El origen de la palabra evaluar también es diferente de analizar. Esto se debe a que el origen de evaluar es la palabra francesa 'évaluer', que significa encontrar el valor de. Entonces, se puede decir que evaluar es el proceso de encontrar el valor de los datos dados. También encuentra factibilidad. Da calidad a los datos en lugar de encontrar nuevas habilidades a partir de ellos. Hay dos tipos de procesos de evaluación: formativos y sumativos. La evaluación formativa es cuando se evalúan los datos y se obtienen los conjuntos de habilidades necesarios para los datos. La evaluación sumativa es determinar o conocer la meta establecida durante el análisis de los datos logrados. Dado que la evaluación es un proceso concluyente, esto se realiza

después de que se analizan los datos. También se asocia con subjetivo pensar y por lo tanto requiere menos proceso de pensamiento que analizar.

2.21. Análisis

La palabra analizar proviene de la palabra francesa 'analyse', que significa 'disecionar'. También se sabe que tiene un origen griego. El proceso de análisis es de seis tipos según los datos recibidos. El análisis explica y desarrolla los datos dividiéndolos en datos menos complejos. Analizar no solo descompone los datos sino que también ayuda a formar otros datos o detalles a partir del desglosado. Da una perspectiva más amplia de todos los datos recopilados. Este proceso es el primer paso adoptado por las personas en el campo de la investigación. Por lo tanto, el análisis es un proceso ampliamente utilizado en la investigación y la academia. Dado que analizar implica muchos procesos complejos, desde desglosar datos hasta explicarlos, implica un proceso de pensamiento más elaborado. También son muy objetivos. (Smith, 2023)

2.22. Marco normativo

- a. Decreto Ley N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)
- b. Código Nacional de Electricidad-Suministro, aprobado por Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM.
- c. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobado por Decreto Supremo N° 020-97-EM.
- d. Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, aprobado por Resolución CD OSINERG N°074-2012-OS/CD.
- e. Requisitos mínimos para los sistemas de protección del SEIN. COES-SINAC - marzo 2008
- f. Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN.

COES-SINAC -Julio 2014

- g. Inspección Basada en Riesgo (IBR) PRÁCTICA RECOMENDADA API 580-
American Petroleum Institute, 1220 L Street, N.W., Washington D.C. 20005
- h. Norma Española UNE-EN 50160:2011/A2 - Asociación Española de
Normalización Génova UNE junio-2020

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO ACTUAL

3.1.Introducción

En el presente capítulo se describe de forma general el sistema en estudio con la finalidad de dar a conocer sus características más relevantes, como son: localización y participación en el SEIN, topología, componentes del SCADA de ELSE, condiciones operativas en régimen permanente, indicadores de confiabilidad (SAIDI y SAIFI), cantidad de perturbaciones (recierres) y criticidad; ya estas determinan el nivel de confiabilidad actual de los alimentadores de media tensión de la S.E Llusco visto en la continuidad del suministro de energía eléctrica.

Con el conocimiento de la situación actual del sistema en estudio en conjunto y con la evaluación de sus indicadores de confiabilidad, corresponde determinar si esta es la más adecuada o requiere una alternativa de mejora.

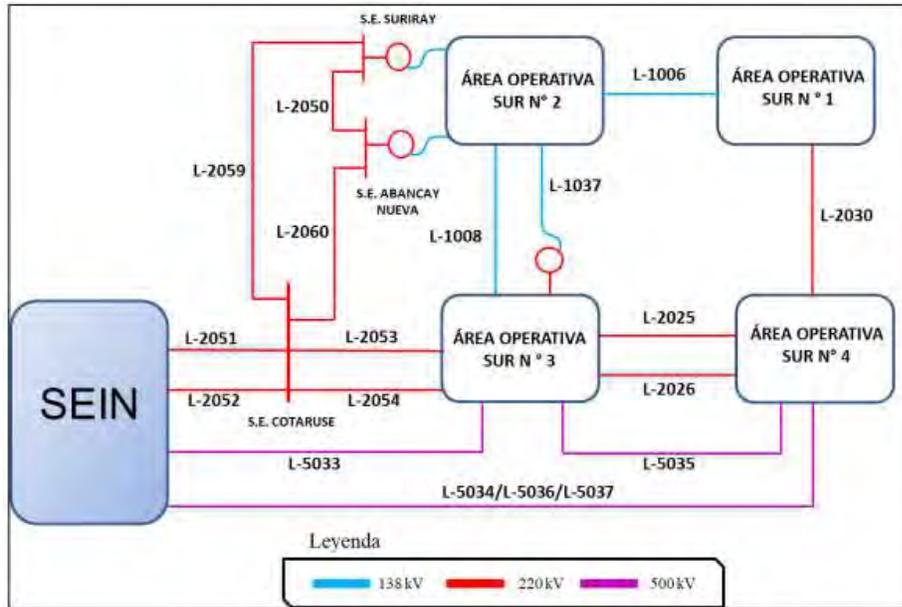
3.2.Descripción general de los AMT´s LL-01, LL-02 y LL-03

3.2.1. Ubicación Eléctrica

Los alimentadores de media tensión LL-01, LL-02 y LL03 son suministrados desde la barra de 22.9kV de la S.E. Llusco (60/22.9 kV), la cual pertenece al área operativa N°2 del área operativa sur del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) en conjunto con las subestaciones eléctricas de Machupicchu I y II, Tintaya, Combapata, Quencoro, Dolorespata, Cachimayo, Suriray, Abancay y Abancay nueva, de esta manera se abastece de energía a las regiones de Cusco y Apurímac.

Figura 3.1

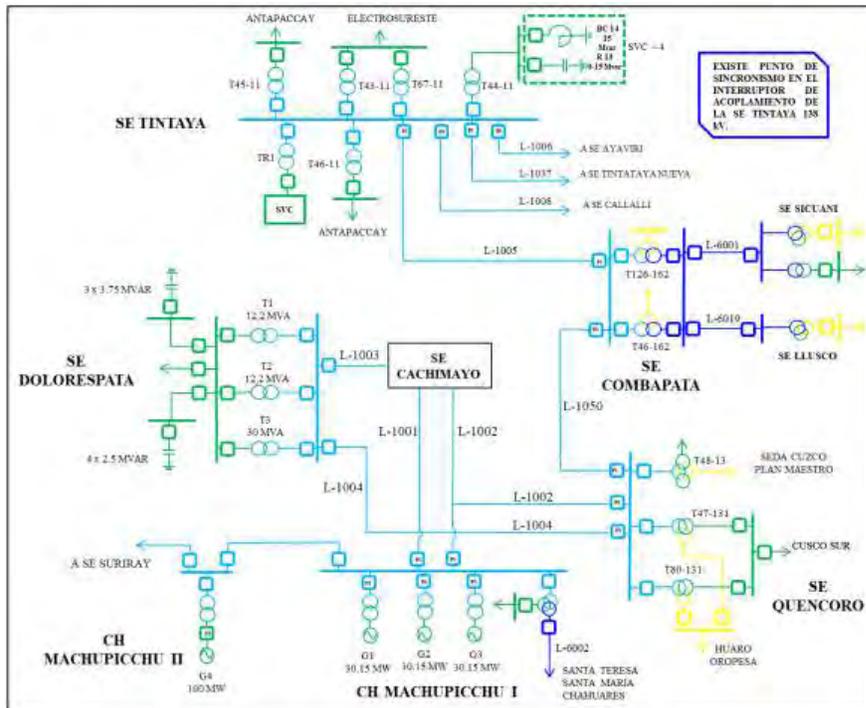
Diagrama unifilar del área operativa sur del SEIN



Fuente: COES-SINAC (2022). *Plan de restablecimiento del SEIN*

Figura 3.2

Área operativa sur N°2 del SEIN



Fuente: COES-SINAC (2022). *Plan de restablecimiento del SEIN*

Las redes eléctricas del caso de estudio son de propiedad de la empresa distribuidora Electro Sur Este S.A.A., la función principal que tienen es de suministrar el servicio de energía eléctrica a los clientes regulados de la provincia de Chumbivilcas (sistema eléctrico 3242) que se encuentran a lo largo de su recorrido.

3.3. Características geográficas

Para desarrollar los cálculos de confiabilidad de las instalaciones en media tensión de los alimentadores LL-01, LL-02 y LL-03, se evaluaron las características técnicas y geográficas de todos los elementos de dichos alimentadores, así poder, establecer sus condiciones de operación.

Tabla 3.1

Características técnicas de los AMT'S LL-01, LL-02 y LL-03

A	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS AMT'S LL01, LL02 Y LL03	VALOR / DESCRIPCIÓN
1	Sistema eléctrico	Chumbivilcas (SE3242)
2	Alimentadores intervenidos	LL01, LL02 y LL03
3	Sector de distribución típico	4 (SDT4) - Rural de baja densidad
4	Nivel de tensión	22.9 kV
5	Disposición geométrica	Trifásica y bifásica
6	Tipo de estructura	Postes de CAC y madera
7	Tipo de conductor	AAAC: 120, 70, 50, 35 y 25 mm ²
8	Material de los aisladores	Polimérico y porcelana
9	Crucetas o ménsula (material)	Metal de F°G° y madera
10	Antigüedad	Más de 15 años aprox.
11	Accesibilidad a instalaciones	70% acceso vehicular y 30% acceso peatonal
B	CARACTERÍSTICAS GEOGRÁFICAS	DESCRIPCIÓN / CONDICIONES
12	Clima	Frío, Seco y lluvioso
13	Adversidades climáticas	Descargas atmosféricas, lluvia torrencial, granizo y nevadas
14	Nivel isoceraunico	Alto (33 a 64 rayos/km ²) OSINERGMIN nivel isoceraunico portal web
15	Nivel pluvial	Moderado alto (alto de noviembre a marzo)
16	Altitud	Entre los 2550 y los 5438 m.s.n.m.
17	Viento	Vientos moderados (prom. 15 km/h)
18	Temperatura	Desde -4 °C hasta 26°C

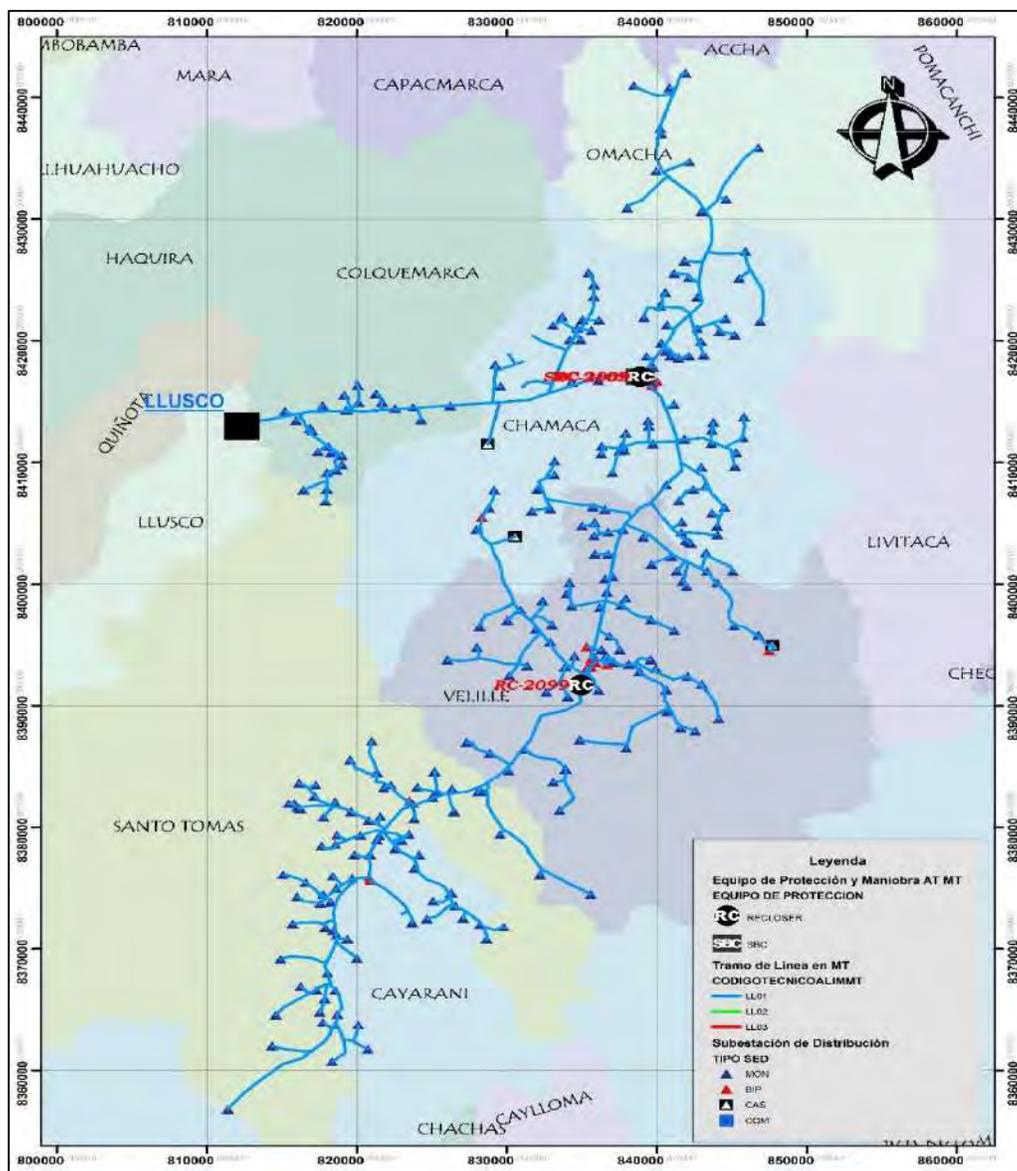
Fuente: *Elaboración Propia.*

3.3.1. Topología de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03.

Se obtuvo información georreferenciada de los componentes eléctricos del sistema a estudiar, teniendo como elemento principal la subestación de Potencia (S.E. Llusco), conductores de media tensión, equipos de maniobra, equipos de protección y subestaciones de distribución.

Figura 3.3

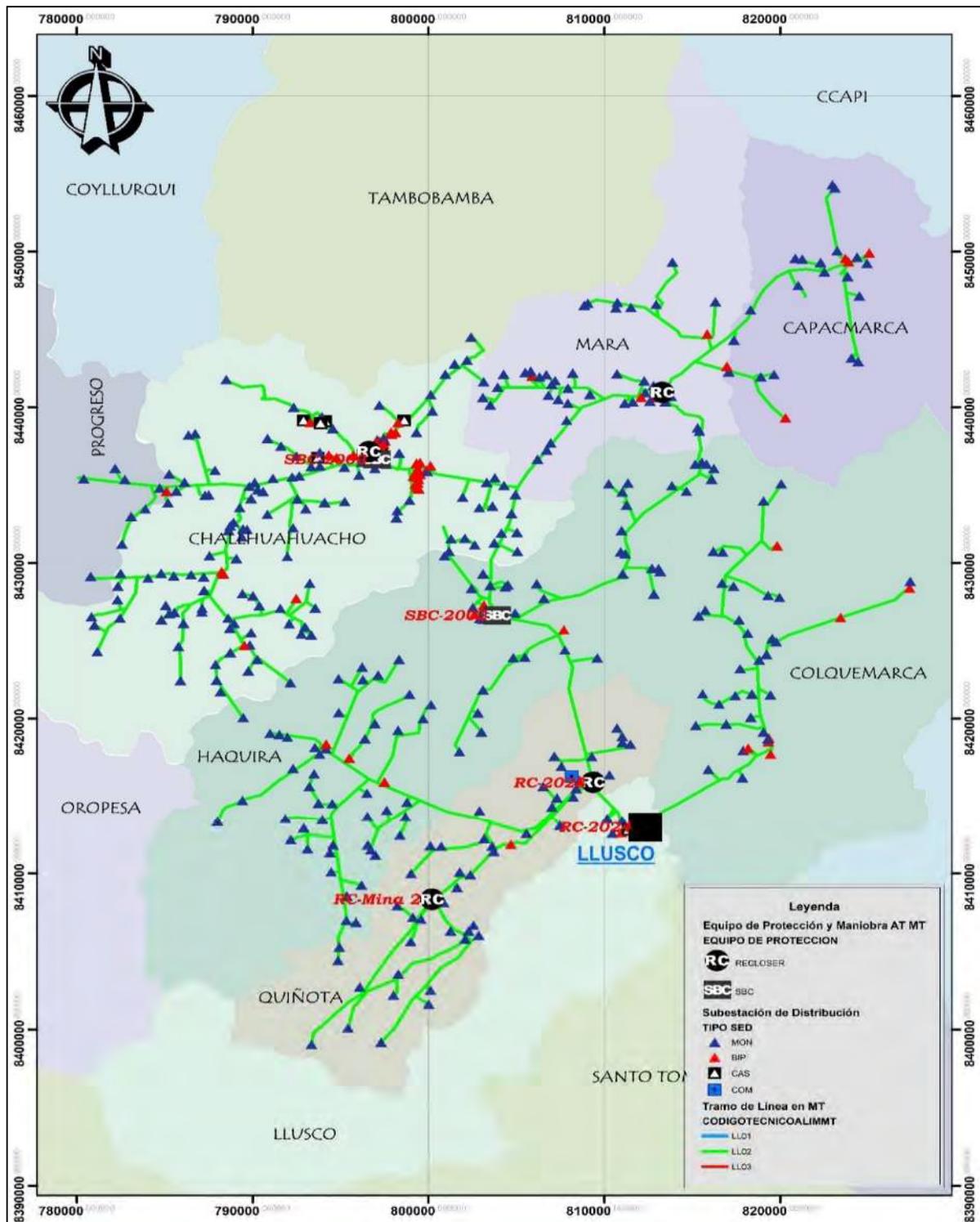
Recorrido georreferenciado del alimentador de media tensión LL-01



Fuente: Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A.

Figura 3.4

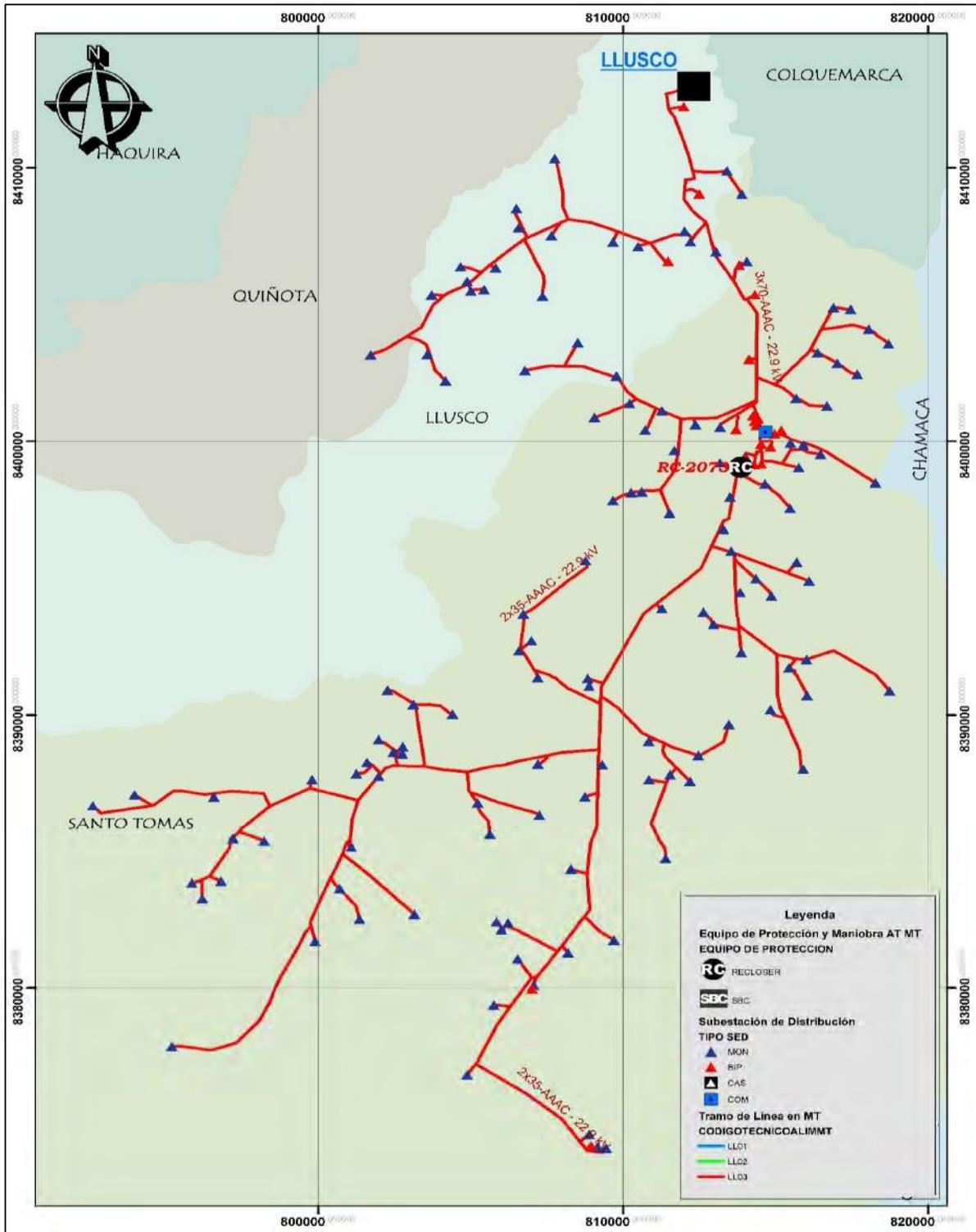
Recorrido georreferenciado del alimentador de media tensión LL-02



Fuente: Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A.

Figura 3.5

Recorrido georreferenciado del alimentador de media tensión LL-03



Fuente: Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A.

El sistema en estudio comprende las redes eléctricas de los alimentadores provenientes de la subestación de transformación de Llusco, los cuales en su totalidad son de tipo aéreo (100%). De las ilustraciones se visualiza el recorrido de cada uno de los alimentadores de media tensión partiendo en la provincia de Llusco de la subestación de potencia del mismo nombre, a lo largo de las provincias de Chumbivilcas y parte de la provincia de Paruro en la región de Cusco, provincia de Cotabambas en la región de Apurímac. Con información proporcionada por la empresa de distribución concesionaria Electro Surte Este S.A.A. se han determinado las zonas suministradas con energía eléctrica por los alimentadores de media tensión LL-01, LL02 y LL-03.

Tabla 3.2

Recorrido geográfico de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03.

<i>AMT</i>	CARGA SUMINISTRADA
<i>LL-01</i>	Chamaca, Omacha B, Vellile, Vista Alegre, Callarany y aledaños
<i>LL-02</i>	Distritos de Colquemarca, Quiñota, Haqira, Chalhuhahuacho, Mara y Capacmarca.
<i>LL-03</i>	Santo Tomas, Llutto, Orccoma, Tocuire, Allhuaccuyo, Huaracco y aledaños

Fuente: *Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A.*

Como se puede observar en la tabla 3.2, estos alimentadores de media tensión suministran energía eléctrica a la mayor parte de la provincia de Chumbivilcas. Según la base de datos del sistema informático eléctrico georreferenciado de Electro Sur Este S.A.A. (BD_SIEG de julio de 2022), el AMT LL-02 es el alimentador de media tensión que tiene la mayor cantidad de suministros en el sistema eléctrico 3242 – Chumbivilcas.

Tabla 3.3

Cantidad de SED's de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03.

AMT	Cantidad de subestaciones eléctricas de distribución (SED's)
LL-01	308
LL-02	456
LL-03	153
Total	917

Fuente: *Sistema Informático de Distribución – Electro Sur Este S.A.A.*

3.3.2. Diagrama unifilar de AMT's LL-01, LL-02 y LL-03.

En la tabla 3.3 se muestra que los alimentadores de media tensión *LL-01* y *LL-02* cuentan con equipos de maniobra tales como seccionadores bajo carga, en dos derivaciones importantes para transferencias de carga e interconexiones con los alimentadores de media tensión adyacentes como el caso del alimentador de media tensión *CO04* de la subestación de *Combapata* y con el alimentador de *CQ03* de la subestación de *Chuquibambilla* respectivamente sin embargo, pese a existir la posibilidad de interconexión con estos últimos, la operación de los AMT's es radial y en el caso específico del alimentador *LL-03* que no está comprometida a interconexión con ningún otro alimentador.

Tabla 3.4

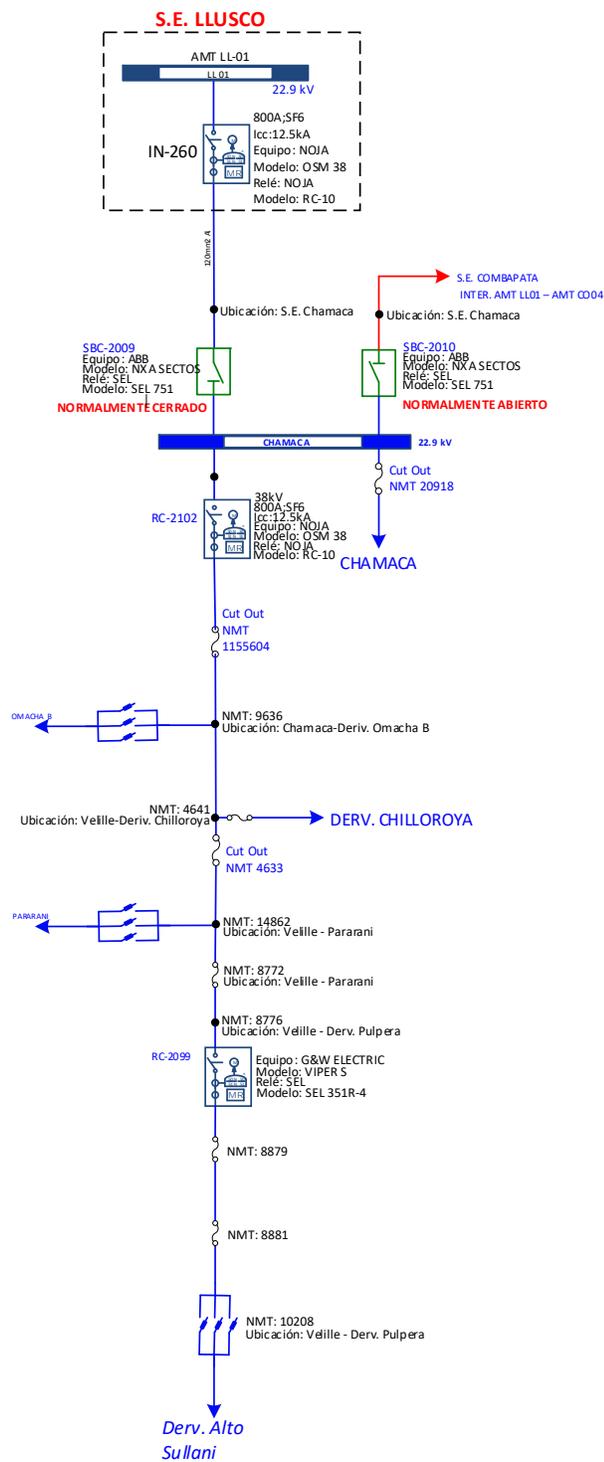
Operación topológica de los AMT's LL-01 y LL-02 con redes adyacentes.

INTERCONEXIONES EXISTENTES			
ALIMENTADOR <i>1</i>	ALIMENTADOR <i>2</i>	EQUIPO	Posibilidad de operación
<i>LL-01</i>	<i>CO04</i>	<i>SBC-2010 (Chamaca - Derv. Velille)</i>	<i>Transferencia de carga</i>
<i>LL-02</i>	<i>CQ03</i>	<i>SBC-2003 (Carmen Alto - Challhuahuacho)</i>	<i>Interconexión</i>

Fuente: *Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A.*

Figura 3.6

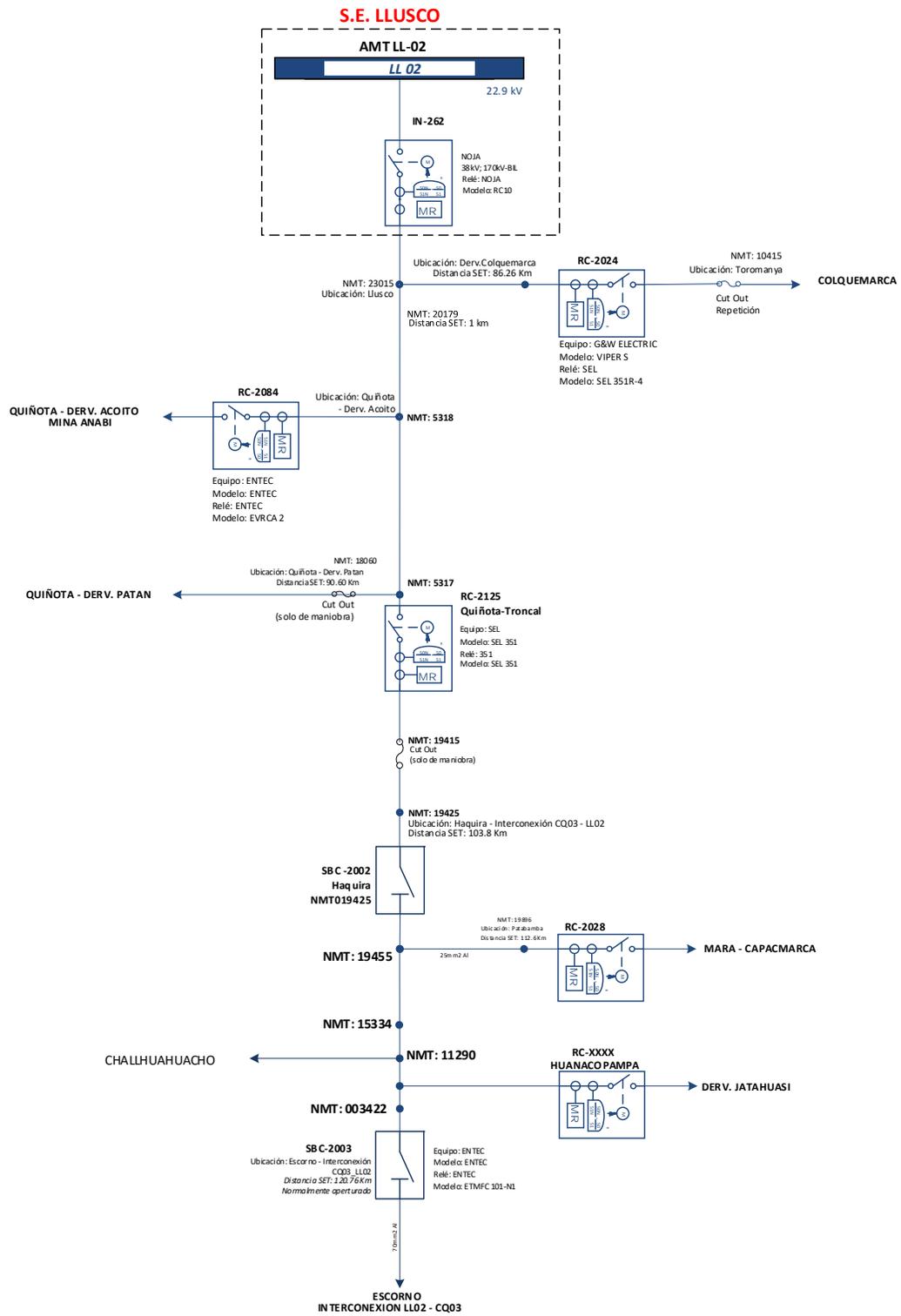
Diagrama unifilar del AMT LL-01



Fuente: Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A.

Figura 3.7

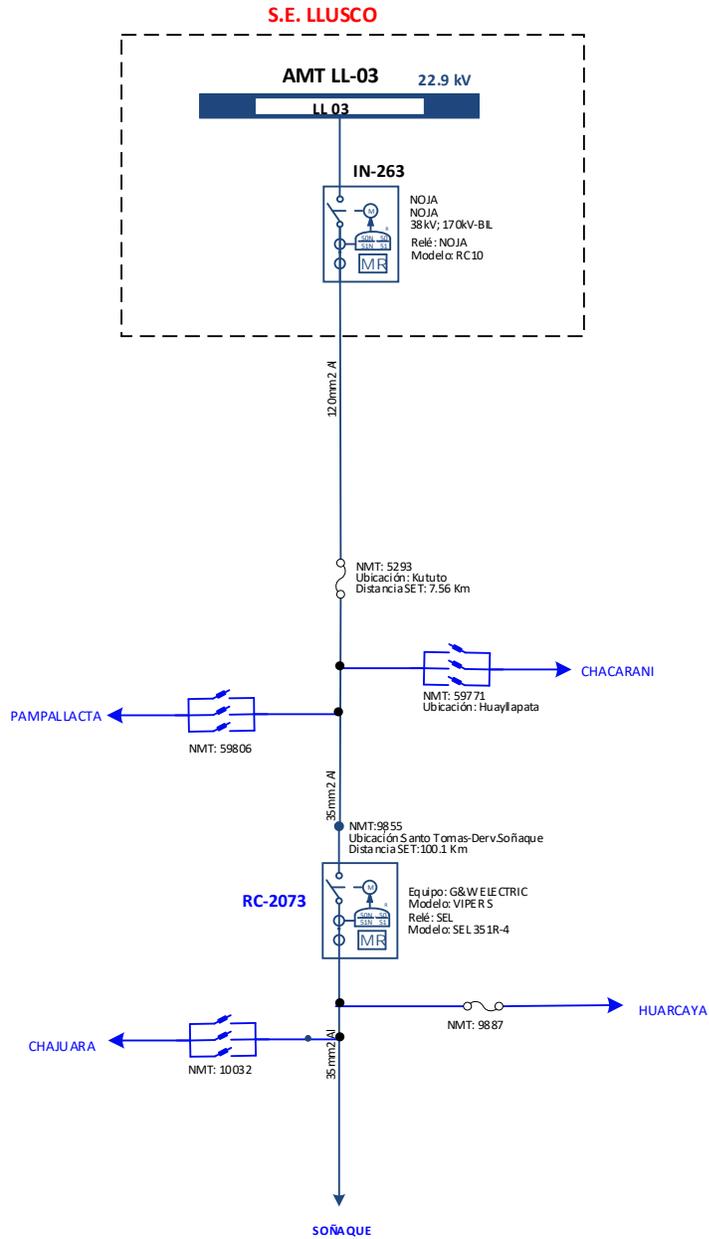
Diagrama unifilar del AMT LL-02



Fuente: Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A.

Figura 3.8

Diagrama unifilar del AMT LL-03



Fuente: *Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A.*

3.4.Coordinación de la operación en tiempo real del sistema eléctrico de Chumbivilcas

La coordinación en tiempo real se da entre el supervisor de Centro de Control y personal involucrado, manteniendo las variables de operación dentro de los rangos y tolerancias, según lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTOTRSI) y los procedimientos técnicos del COES; velando que la operación se realice con criterios de seguridad, al mínimo costo, aprovechando los recursos, atendiendo las necesidades de los clientes y priorizando la mejora de los ingresos de ELSE.

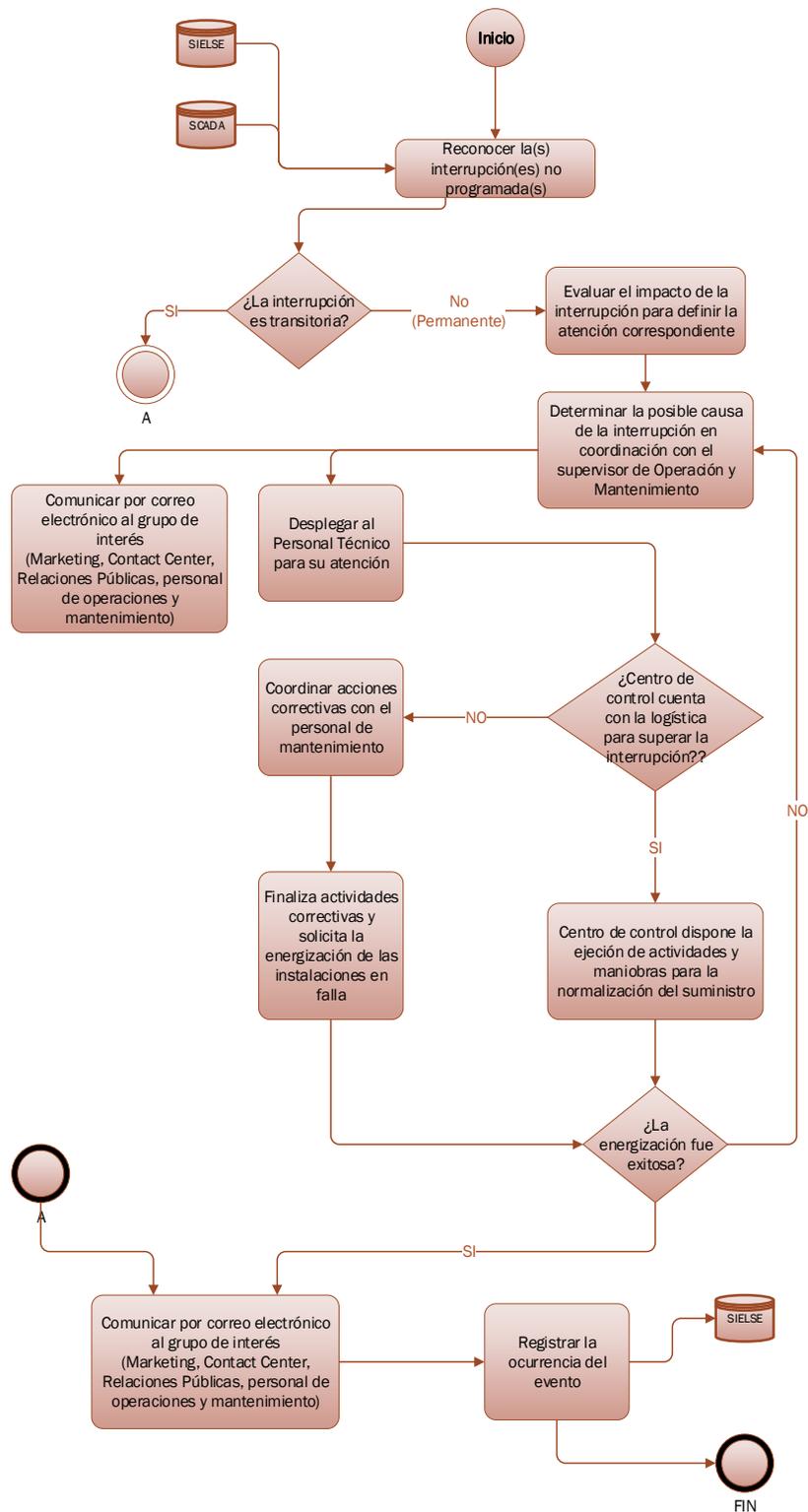
Este proceso es de aplicación para el Centro de Control, subestaciones, mini centrales hidroeléctricas, mini centrales térmicas y personal involucrado en la operación de los sistemas Eléctricos de Electro Sur Este S.A.A. como son:

- Supervisores del Centro de Control
- Operadores de subestaciones de transformación
- Operadores de redes de distribución
- Operadores supervisores de redes de distribución
- Supervisores de mantenimiento
- Supervisores de operación y mantenimiento de las unidades de negocio/ELSE
- Personal de empresas contratistas encargadas del mantenimiento y operación del sistema eléctrico de ELSE

El desarrollo / procedimiento de la operación en tiempo real para eventos de tipo no programado (fallas transitorias/ fallas permanentes) se encuentra desarrollado en la figura 3.14.

Figura 3.9

Flujo N°2 – Coordinación de la operación en tiempo real (no programado)



Fuente: Elaboración propia

3.5.SCADA actual de Electro Sur Este S.A.A.

3.5.1.Descripción del equipamiento existente del sistema SCADA

El centro de control del sistema SCADA de Electro Sur Este S.A.A. se ubica en la oficina central, sede principal: Av. Sucre 400. Santiago, Cusco-Perú.

Los equipos instalados permiten el control de los interruptores, seccionadores de potencia, medición de variables eléctricas; los equipos instalados se ubican en las subestaciones de la concesión de ELSE.

A continuación se describe los equipos instalados en centro de control ELSE y en la SE Llusco:

Centro de control ELSE

- Estación sistema de medición ELSE
- Estación SCADA N°1
- Estación SCADA N°2
- Estación de Operación
- Estación de Operación de respaldo

Data center ELSE (Servidores - Hardware)

- PowerEdge R430 – DELL (SRV-D)
- PowerEdge T630 – DELL (SRV-E)
- IBM x3550 M3 (SRV-B)
- IBM x3250 M3 (SRVSeñ)
- IBM x3250 M3 (SRVMed)
- SR570 Lenovo (Host - C)
- Lenovo x3250 M5 (SRV-H)

- Lenovo x3250 M5(SRV-A)

Data center ELSE (Operación de equipos de red)

- Power Connect 3324 – DELL (SW1)
- Power Connect 3324 – DELL (SW2)
- Router 2801 – Cisco (R01)
- Router 2801 – Cisco (R02)
- TL-SG108 – TPLink (SW5)
- DGS-1024D – Dlink (SW6)
- TE100-S24 – Trednet (SW4)
- Ruggedcom RS900 – Siemens (SW7)
- C881 Voice – Cisco (R04)
- MUX9500 – LoopTelecom (MX)
- MC Basic FE Media Coverter – IMC Networks (MC)
- RB2011UAS-2HND-IN – Mikrotik (R05)
- Servidor sistema de medición
- Servidor Señalizador de falla
- RED LAN ELSE
- MODEM TP-LINK
- HOST A – SCADA
- HOST B – SCADA
- Servidor histórico SCADA
- ROUTER CISCO CLARO
- Servidores COES-IP LAN

SET Llusco

- Switch TJI ABB, modelo: AFS670
- Medidor Multifunción ELECTROIND, modelo NEXUS 1500
- RTU 560C ABRR, modelo: RTU540
- Servidor de Tiempo GPS Reason, modelo: RT430
- RTU Survalent
- Totalizador, Medidores ION 8650 para los alimentadores. - LL01, LL02, LL03.

Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)

La tecnología AMI es una reciente implementación en el centro de control de ELSE que permitirá avance en la configuración de las redes inteligentes y sus aplicaciones, adicionalmente proporciona inteligencia para el ámbito de la automatización de la distribución.

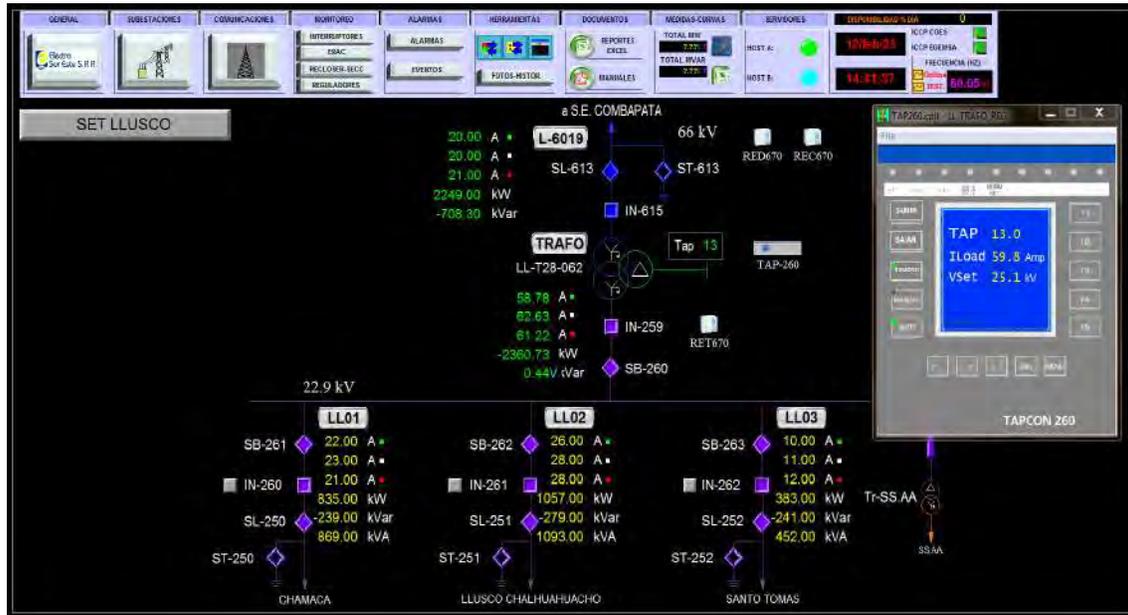
Esta tecnología permite mejorar los índices de las redes de distribución, en aspectos de seguridad en la operación y confiabilidad.

3.5.2. Descripción del software de interfaz gráfica

La interfaz gráfica WorldView de Survalent, es una interfaz humana máquina que nos permite visualizar los puntos de estado y puntos analógicos de un determinado concentrador, terminal remoto, IED (dispositivo inteligente electrónico) o línea de comunicación en campo, para de esta manera tener un control remoto de las variables mencionadas. Es una manera más interactiva de visualizar y operar los equipos dentro de la red SCADA.

Figura 3.10

Diagrama unifilar de la SE Llusco – Worldview SCADA



Fuente: Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A.

Figura 3.11

Diagrama unifilar del AMT LL-01– Worldview SCADA



Fuente: Centro de Control - Electro sur este S.A.A.

Figura 3.12

Diagrama unifilar del AMT LL-02– Worldview SCADA



Fuente: Centro de Control - Electro sur este S.A.A.

Figura 3.13

Diagrama unifilar del AMT LL-03– Worldview SCADA



Fuente: Centro de Control - Electro sur este S.A.A.

3.5.3. Señales analógicas y digitales de la S.E. Llusco

Las Señales obtenidas de la S.E. Llusco son analógicas y digitales:

Las señales analógicas y digitales permiten recopilar la información en tiempo real de parámetros y variables eléctricas para realizar funciones principales como:

- Supervisión. - El operador podrá observar desde el monitor la evolución de las variables de control, como cambios que se produzcan en la operación diaria de la planta, lo que permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.
- Control. - Mediante el sistema se puede activar o desactivar los equipos remotamente de manera automática y también manual. El operador puede ejecutar acciones de control y podrá modificar la evolución del proceso en situaciones irregulares que se generen.
- Adquisición de datos. - Recolectar, procesar, almacenar y mostrar la información recibida en forma continua desde los equipos de campo.
- Generación de reportes. - Con los datos adquiridos se pueden generar representaciones gráficas, predicciones, control estadístico, gestión de la producción, gestión administrativa y financiera, etc.

Mencionar que, dentro de las señales analógicas y digitales incorporadas en el RTU de la S.E. Llusco señales, no se verifica las señales de Corrientes de falla, así como también de la activación de la función 79.

La estación de la S.E. Llusco engloba a todo el equipamiento que la compone (AMT's, sistema de medición ION, línea de transmisión L-6019 (Combapata - Llusco), RTU, transformador de potencia, monitor de gas del TFP, monitor de temperatura del TFP y el regulador del TFP) todo ello a través de señales analógicas y digitales dentro de sus propias estaciones.

Figura 3.14

Estaciones integradas de la S.E. Llusco

Nombre	Descripción	ID
LL01_22kV	SE LLUSCO Salida 1 - 22.9kV	457
LL02_22kV	SE LLUSCO Salida 2 - 22.9kV	458
LL03_22kV	SE LLUSCO Salida 3 - 22.9kV	459
LL_60_ION	Medidor ION Llusco 60 kV	545
LL_L6019_66kV	SE Llusco L-6019 - 66kV	456
LL_RTU	CABLEADAS	461
LL_TRAFO	Transformador 66/22.9/10kV	460
LL_TRAFO_MGAS	Monitor Gas Transformador 66/22.9/10kV	464
LL_TRAFO_MTEMP	Monitor Temp Transformador 66/22.9/10kV	463
LL_TRAFO_REG	Regulador Transformador 66/22.9/10kV	462

Fuente: Centro de Control - Electro sur este S.A.A.

Figura 3.15

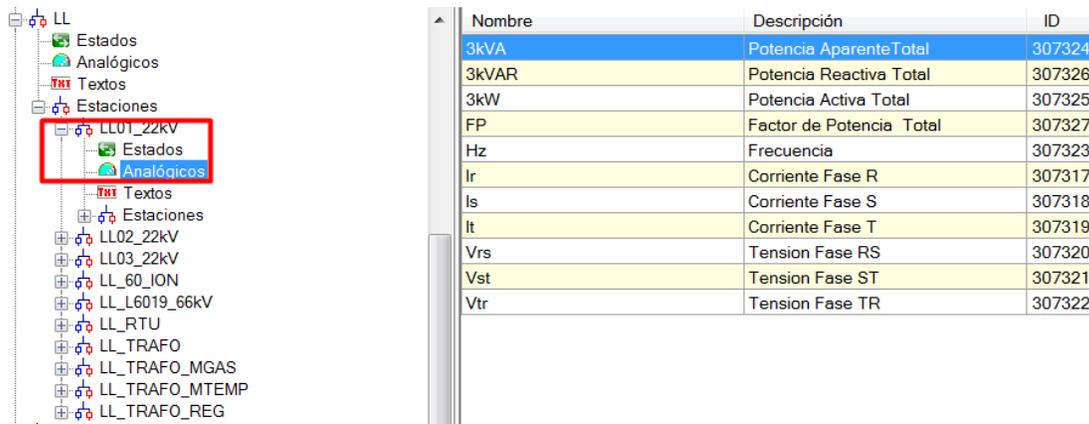
Estación del AMT LL-01 – señales digitales

Nombre	Descripción	ID
Abierto_Prot	Salida 1 Abierto protección	409036
ADVERT	Salida 1 Falla modulo de rele	409059
AL_Gen	Salida 1 Alarma General	409049
AR_Iniciado	Salida 1 AR Iniciado	409034
Cerrado_AR	Salida 1 Cerrado con AR	409051
CL	Salida 1 AR Habilitado	409053
Disp_EFLL3	Salida 1 Disparo (EFLL3)	409045
Disp_OCLL3	Salida 1 Disparo (OCLL3)	409044
EF1_51N	Salida 1 Disparo (EF1+)	409040
EF2_51N	Salida 1 Disparo (EF2+)	409041
EF3_50N	Salida 1 Disparo (EF3+)	409042
FAIL_AC-PWR	Salida 1 Falla de Fuente AC	409033
FAIL_RELE	Salida 1 Falla equipo	409058
Grupo1	Salida 1 Grupo 1 Activo	409054
Grupo2	Salida 1 Grupo 2 Activo	409055
Grupo3	Salida 1 Grupo 3 Activo	409056
Grupo4	Salida 1 Grupo 4 Activo	409057
Interrup_INT260_22kV	Interruptor Salida 1 IN-260	409215
Loc-Rem	Salida 1 Llave Local/Remoto	409030
OC1_51	Salida 1 Disparo (OC1+)	409037
OC2_51	Salida 1 Disparo (OC2+)	409038
OC3_50	Salida 1 Disparo (OC3+)	409039
Prot_Iniciado	Salida 1 Prot Iniciado	409035
PRT	Salida 1 Prot Activa	409052
Recloser	Salida 1 Posición Cerrado	409050
SecBarra_SB261_22kV	Seccionador Barra Salida 1 SB-261	409214
SecLinea_SL250_22kV	Seccionador Linea Salida 1 SL-250	409213
SecTierra_ST250_22kV	Seccionador Tierra Salida 1 ST-2...	409212
SEF	Salida 1 Disparo (SEF+)	409043
Trip_RC	Salida 1 Disparo General	409031
UV1_27	Salida 1 Disparo (UV1)	409046
UV2_27	Salida 1 Disparo (UV2)	409047
UV3_27	Salida 1 Disparo (UV3)	409048

Fuente: Centro de Control - Electro sur este S.A.A.

Figura 3.16

Estaciones del AMT LL-01 – señales analógicas



The screenshot shows a SCADA interface. On the left is a tree view of the system hierarchy. The 'Estaciones' (Stations) folder is expanded, and 'LL01_22kV' is selected. Under 'LL01_22kV', the 'Analógicos' (Analog) folder is highlighted with a red box. On the right is a table listing the analog signals.

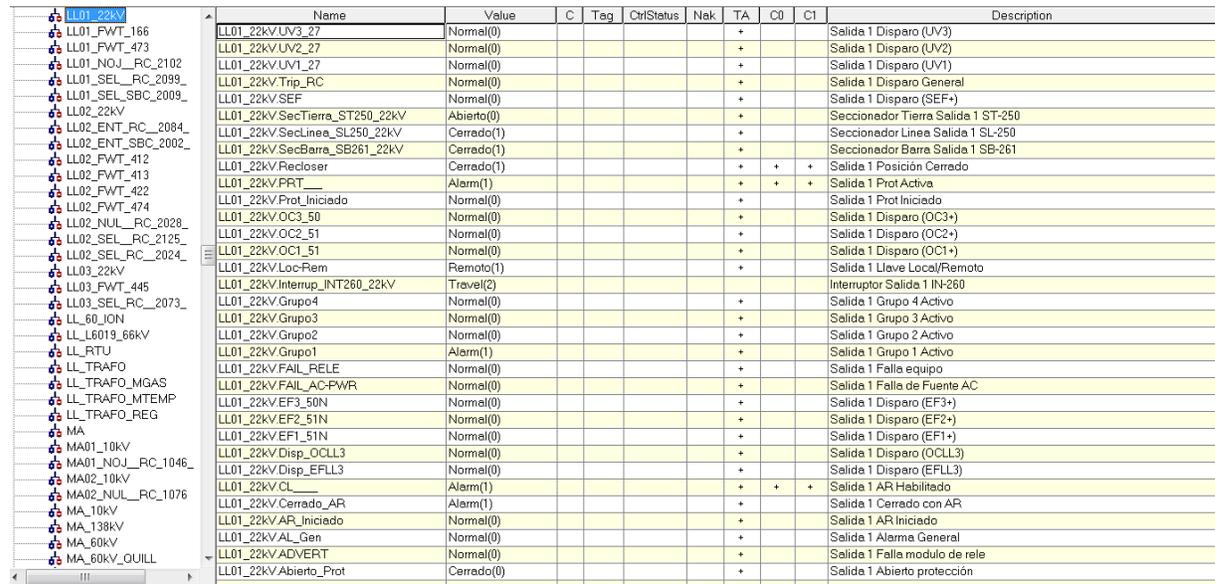
Nombre	Descripción	ID
3kVA	Potencia Aparente Total	307324
3kVAR	Potencia Reactiva Total	307326
3kW	Potencia Activa Total	307325
FP	Factor de Potencia Total	307327
Hz	Frecuencia	307323
Ir	Corriente Fase R	307317
Is	Corriente Fase S	307318
It	Corriente Fase T	307319
Vrs	Tension Fase RS	307320
Vst	Tension Fase ST	307321
Vtr	Tension Fase TR	307322

Fuente: Centro de Control - Electro sur este S.A.A.

Dentro del SCADA Status Point Viewer, programa adicional del SCADA survalent, se puede apreciar solo las señales digitales que fueron integradas en cada estación, este programa permitirá efectuar modificaciones, crear o eliminar señales digitales.

Figura 3.17

Señales digitales de los AMT's LL01, LL02 y LL03



The screenshot shows a table of digital signals for station LL01_22kV. The table has columns for Name, Value, C, Tag, CtrStatus, Nak, TA, C0, C1, and Description.

Name	Value	C	Tag	CtrStatus	Nak	TA	C0	C1	Description
LL01_22kV.UV3_27	Normal(0)					+			Salida 1 Disparo (UV3)
LL01_22kV.UV2_27	Normal(0)					+			Salida 1 Disparo (UV2)
LL01_22kV.UV1_27	Normal(0)					+			Salida 1 Disparo (UV1)
LL01_22kV.Trip_RC	Normal(0)					+			Salida 1 Disparo General
LL01_22kV.SEF	Normal(0)					+			Salida 1 Disparo (SEF+)
LL01_22kV.SecTierra_ST250_22kV	Abierto(0)					+			Seccionador Tierra Salida 1 ST-250
LL01_22kV.SecLinea_SL250_22kV	Cerrado(1)					+			Seccionador Linea Salida 1 SL-250
LL01_22kV.SecBarra_SB261_22kV	Cerrado(1)					+			Seccionador Barra Salida 1 SB-261
LL01_22kV.Recloser	Cerrado(1)					+	+	+	Salida 1 Posición Cerrado
LL01_22kV.PRT	Alarm(1)					+	+	+	Salida 1 Prot Activa
LL01_22kV.Prot_Iniciado	Normal(0)					+			Salida 1 Prot Iniciado
LL01_22kV.OC3_50	Normal(0)					+			Salida 1 Disparo (OC3+)
LL01_22kV.OC2_51	Normal(0)					+			Salida 1 Disparo (OC2+)
LL01_22kV.OC1_51	Normal(0)					+			Salida 1 Disparo (OC1+)
LL01_22kV.Loc-Rem	Remoto(1)					+			Salida 1 Llave Local/Remoto
LL01_22kV.Interrup_INT260_22kV	Travel(2)								Interruptor Salida 1 IN-260
LL01_22kV.Grupo4	Normal(0)					+			Salida 1 Grupo 4 Activo
LL01_22kV.Grupo3	Normal(0)					+			Salida 1 Grupo 3 Activo
LL01_22kV.Grupo2	Normal(0)					+			Salida 1 Grupo 2 Activo
LL01_22kV.Grupo1	Alarm(1)					+			Salida 1 Grupo 1 Activo
LL01_22kV.FAIL_RELE	Normal(0)					+			Salida 1 Falla equipo
LL01_22kV.FAIL_AC-PWR	Normal(0)					+			Salida 1 Falla de Fuente AC
LL01_22kV.EF3_50N	Normal(0)					+			Salida 1 Disparo (EF3+)
LL01_22kV.EF2_51N	Normal(0)					+			Salida 1 Disparo (EF2+)
LL01_22kV.EF1_51N	Normal(0)					+			Salida 1 Disparo (EF1+)
LL01_22kV.Disp_OCLL3	Normal(0)					+			Salida 1 Disparo (OCLL3)
LL01_22kV.Disp_EFL3	Normal(0)					+			Salida 1 Disparo (EFL3)
LL01_22kV.CL	Alarm(1)					+	+	+	Salida 1 AR Habilitado
LL01_22kV.Cerrado_AR	Alarm(1)					+			Salida 1 Cerrado con AR
LL01_22kV.AR_Iniciado	Normal(0)					+			Salida 1 AR Iniciado
LL01_22kV.AL_Gen	Normal(0)					+			Salida 1 Alarma General
LL01_22kV.ADVERT	Normal(0)					+			Salida 1 Falla modulo de rele
LL01_22kV.Abierto_Prot	Cerrado(0)					+			Salida 1 Abierto protección

Name	Value	C	Tag	CtrlStatus	Nak	TA	C0	C1	Description
LL01_22kV									
LL01_FWT_166	LL02_22kV.UV3_27	Normal(0)				+			Salida 2 Disparo (UV3)
LL01_FWT_473	LL02_22kV.UV2_27	Normal(0)				+			Salida 2 Disparo (UV2)
LL01_NOJ_RC_2102	LL02_22kV.UV1_27	Normal(0)				+			Salida 2 Disparo (UV1)
LL01_SEL_RC_2099_	LL02_22kV.Trip_RC	Normal(0)				+			Salida 2 Disparo General
LL01_SEL_SBC_2009_	LL02_22kV.SEF	Normal(0)				+			Salida 2 Disparo (SEF+)
LL02_22kV	LL02_22kV.SEFkV.SecTierra_ST251_22kV	Abierto(0)				+			Seccionador Tierra Salida 2 ST-251
LL02_ENT_RC_2084_	LL02_22kV.SecLinea_SL251_22kV	Cerrado(1)				+			Seccionador Linea Salida 2 SL-251
LL02_ENT_SBC_2002_	LL02_22kV.SecBarra_SB262_22kV	Cerrado(1)				+			Seccionador Barra Salida 2 SB-262
LL02_FWT_412	LL02_22kV.Recloser	Cerrado(1)				+	+	+	Salida 2 Posición Cerrado
LL02_FWT_413	LL02_22kV.PRT_	Alarm(1)				+	+	+	Salida 2 Prot Activa
LL02_FWT_422	LL02_22kV.Prot_Iniciado	Normal(0)				+			Salida 2 Prot Iniciado
LL02_FWT_474	LL02_22kV.OC3_50	Normal(0)				+			Salida 2 Disparo (OC3+)
LL02_NUL_RC_2028_	LL02_22kV.OC2_51	Normal(0)				+			Salida 2 Disparo (OC2+)
LL02_SEL_RC_2125_	LL02_22kV.OC1_51	Normal(0)				+			Salida 2 Disparo (OC1+)
LL02_SEL_RC_2024_	LL02_22kV.Loc-Rem	Remoto(1)				+			Salida 2 Lleve Local/Remoto
LL03_22kV	LL02_22kV.Interrup_INT261_22kV	Trevel(2)							Interruptor Salida 2 IN-261
LL03_FWT_445	LL02_22kV.Grupo4	Normal(0)				+			Salida 2 Grupo 4 Activo
LL03_SEL_RC_2073_	LL02_22kV.Grupo3	Normal(0)				+			Salida 2 Grupo 3 Activo
LL_60_IJON	LL02_22kV.Grupo2	Normal(0)				+			Salida 2 Grupo 2 Activo
LL_L6019_66kV	LL02_22kV.Grupo1	Alarm(1)				+			Salida 2 Grupo 1 Activo
LL_RTU	LL02_22kV.FAIL_RELE	Normal(0)				+			Salida 2 Falla equipo
LL_TRAFO	LL02_22kV.FAIL_AC-PWR	Normal(0)				+			Salida 2 Falla de Fuente AC
LL_TRAFO_MGAS	LL02_22kV.EF3_50N	Normal(0)				+			Salida 2 Disparo (EF3+)
LL_TRAFO_MTEMP	LL02_22kV.EF2_51N	Normal(0)				+			Salida 2 Disparo (EF2+)
LL_TRAFO_REG	LL02_22kV.EF1_51N	Normal(0)				+			Salida 2 Disparo (EF1+)
MA	LL02_22kV.Disp_OC3L3	Normal(0)				+			Salida 2 Disparo (OCLL3)
MA01_10kV	LL02_22kV.Disp_EFLL3	Normal(0)				+			Salida 2 Disparo (EFL3)
MA01_NOJ_RC_1046_	LL02_22kV.CL_	Alarm(1)				+	+	+	Salida 2 AR Habilitado
MA02_10kV	LL02_22kV.Cerrado_AR	Alarm(1)				+			Salida 2 Cerrado con AR
MA02_NUL_RC_1076	LL02_22kV.AR_Iniciado	Normal(0)				+			Salida 2 AR Iniciado
MA_10kV	LL02_22kV.AL_Gen	Normal(0)				+			Salida 2 Alarma General
MA_138kV	LL02_22kV.ADVERT	Normal(0)				+			Salida 2 Falla modulo de rele
MA_60kV	LL02_22kV.Abierto_Prot	Cerrado(0)				+			Salida 2 Abierto protección
MA_60kV_QUILL									

Name	Value	C	Tag	CtrlStatus	Nak	TA	C0	C1	Description
LL01_22kV									
LL01_FWT_166	LL03_22kV.UV3_27	Normal(0)				+			Salida 3 Disparo (UV3)
LL01_FWT_473	LL03_22kV.UV2_27	Normal(0)				+			Salida 3 Disparo (UV2)
LL01_NOJ_RC_2102	LL03_22kV.UV1_27	Normal(0)				+			Salida 3 Disparo (UV1)
LL01_SEL_RC_2099_	LL03_22kV.Trip_RC	Normal(0)				+			Salida 3 Disparo General
LL01_SEL_SBC_2009_	LL03_22kV.SEF	Normal(0)				+			Salida 3 Disparo (SEF+)
LL02_22kV	LL03_22kV.SecTierra_ST252_22kV	Abierto(0)				+			Seccionador Tierra Salida 3 ST-252
LL02_ENT_RC_2084_	LL03_22kV.SecLinea_SL252_22kV	Cerrado(1)				+			Seccionador Linea Salida 3 SL-252
LL02_ENT_SBC_2002_	LL03_22kV.SecBarra_SB263_22kV	Cerrado(1)				+			Seccionador Barra Salida 3 SB-263
LL02_FWT_412	LL03_22kV.Recloser	Cerrado(1)				+	+	+	Salida 3 Posición Cerrado
LL02_FWT_413	LL03_22kV.PRT_	Alarm(1)				+	+	+	Salida 3 Prot Activa
LL02_FWT_422	LL03_22kV.Prot_Iniciado	Normal(0)				+			Salida 3 Prot Iniciado
LL02_FWT_474	LL03_22kV.OC3_50	Normal(0)				+			Salida 3 Disparo (OC3+)
LL02_NUL_RC_2028_	LL03_22kV.OC2_51	Normal(0)				+			Salida 3 Disparo (OC2+)
LL02_SEL_RC_2125_	LL03_22kV.OC1_51	Normal(0)				+			Salida 3 Disparo (OC1+)
LL02_SEL_RC_2024_	LL03_22kV.Loc-Rem	Remoto(1)				+			Salida 3 Lleve Local/Remoto
LL03_22kV	LL03_22kV.Interrup_INT262_22kV	Trevel(2)							Interruptor Salida 3 IN-262
LL03_FWT_445	LL03_22kV.Grupo4	Normal(0)				+			Salida 3 Grupo 4 Activo
LL03_SEL_RC_2073_	LL03_22kV.Grupo3	Normal(0)				+			Salida 3 Grupo 3 Activo
LL_60_IJON	LL03_22kV.Grupo2	Normal(0)				+			Salida 3 Grupo 2 Activo
LL_L6019_66kV	LL03_22kV.Grupo1	Alarm(1)				+			Salida 3 Grupo 1 Activo
LL_RTU	LL03_22kV.FAIL_RELE	Normal(0)				+			Salida 3 Falla equipo
LL_TRAFO	LL03_22kV.FAIL_AC-PWR	Normal(0)				+			Salida 3 Falla de Fuente AC
LL_TRAFO_MGAS	LL03_22kV.EF3_50N	Normal(0)				+			Salida 3 Disparo (EF3+)
LL_TRAFO_MTEMP	LL03_22kV.EF2_51N	Normal(0)				+			Salida 3 Disparo (EF2+)
LL_TRAFO_REG	LL03_22kV.EF1_51N	Normal(0)				+			Salida 3 Disparo (EF1+)
MA	LL03_22kV.Disp_OC3L3	Normal(0)				+			Salida 3 Disparo (OCLL3)
MA01_10kV	LL03_22kV.Disp_EFLL3	Normal(0)				+			Salida 3 Disparo (EFL3)
MA01_NOJ_RC_1046_	LL03_22kV.CL_	Alarm(1)				+	+	+	Salida 3 AR Habilitado
MA02_10kV	LL03_22kV.Cerrado_AR	Alarm(1)				+			Salida 3 Cerrado con AR
MA02_NUL_RC_1076	LL03_22kV.AR_Iniciado	Normal(0)				+			Salida 3 AR Iniciado
MA_10kV	LL03_22kV.AL_Gen	Normal(0)				+			Salida 3 Alarma General
MA_138kV	LL03_22kV.ADVERT	Normal(0)				+			Salida 3 Falla modulo de rele
MA_60kV	LL03_22kV.Abierto_Prot	Cerrado(0)				+			Salida 3 Abierto protección
MA_60kV_QUILL									

Fuente: Centro de Control - Electro sur este S.A.A.

Dentro del SCADA Analog Point Viewer, programa adicional del SCADA survalent, se puede apreciar solo las señales analógicas que fueron integradas en cada estación, este programa permitirá efectuar modificaciones, crear o eliminar señales analógicas.

Figura 3.18

Señales analógicas de los AMT's LL01, LL02 y LL03

Name	Description	Value	C	Limit	Nak	TA	Zones	UserType	Dev.Class	Time
LL01_22kV										
LL01_FWT_166										
LL01_FWT_473										
LL01_NOJ_RC_2102										
LL01_SEL_RC_2099										
LL01_SEL_SBC_2009										
LL02_22kV										
LL02_ENT_RC_2084										
LL02_ENT_SBC_2002										
LL02_FWT_412										
LL02_FWT_413										
LL02_FWT_422										
LL02_FWT_474										
LL02_NUL_RC_2028										
LL02_SEL RC 2125										
LL01_22kV										
LL01_FWT_166										
LL01_FWT_473										
LL01_NOJ_RC_2102										
LL01_SEL_RC_2099										
LL01_SEL_SBC_2009										
LL02_22kV										
LL02_ENT_RC_2084										
LL02_ENT_SBC_2002										
LL02_FWT_412										
LL02_FWT_413										
LL02_FWT_422										
LL02_FWT_474										
LL02_NUL_RC_2028										
LL02_SF1 RC 2125										
LL01_22kV										
LL01_FWT_166										
LL01_FWT_473										
LL01_NOJ_RC_2102										
LL01_SEL_RC_2099										
LL01_SEL_SBC_2009										
LL03_22kV										
LL03_ENT_RC_2084										
LL03_ENT_SBC_2002										
LL03_FWT_412										
LL03_FWT_413										
LL03_FWT_422										
LL03_FWT_474										
LL03_NUL_RC_2028										
LL03_SEL RC 2125										

Fuente: Centro de Control - Electro sur este S.A.A.

3.6. Condiciones operativas del sistema en estudio

Para entender el comportamiento en régimen permanente y en condiciones de falla y/o contingencia del sistema en estudio, se han hecho simulaciones en el software DigSILENT Power Factory 15.1 con la información brindada por Electro Sur Este S.A.A. (características del sistema de distribución) y la información disponible en la web del COES – SINAC (características del SEIN).

Información del organismo operador (COES-SINAC):

- Modelo de la topología de red del SEIN para el año 2021.
- Biblioteca de los equipos con sus parámetros eléctricos, capacidad nominal de transmisión de las líneas, potencia nominal de los transformadores de potencia y generadores síncronos del SEIN.
- Despachos de generadores y distribución de demandas del SEIN para el año 2022 en avenida y estiaje, en máxima, media y mínima demanda respectivamente.
- Equipos de compensación reactiva del SEIN.
- El archivo .dz*¹ publicado por el COES fue usado para obtener los equivalentes en la barra de 138 kV de Combapata (Área operativa sur N°2 – Combapata) para luego simular el flujo de carga y distintos tipos de fallas.

¹ .dz*: Formato del software DigSILENT para proyectos.

Información de la concesionaria (Electro Sur Este S.A.A.):

- Topología de las redes de distribución de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 con elementos georreferenciados.
- Base de datos del sistema eléctrico en estudio en el software ArcGIS (conductores de MT, subestaciones de distribución, etc.) así sus correspondientes características técnicas.
- Acceso a la medición de variables y parámetros eléctricos en la S.E. Llusco el periodo de máxima demanda registrada en el SEIN del año 2021.
- Diagramas unifilares de protección tanto en la S.E. Llusco como a lo largo de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03.

Los archivos .dz* de los alimentadores de media tensión LL-01, LL-02 y LL-03 brindados por Electro Sur Este S.A.A. han sido modificados debido a que la información disponible correspondía al año 2018, así mismo, se hizo una actualización general de la topología y parámetros de todos los componentes de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 ya que para el año 2021 el sistema en estudio sufrió variaciones.

3.6.1. Flujo de carga en régimen permanente.

De la información disponible, se ha efectuado simulaciones de flujo de carga considerando el siguiente escenario:

- Escenario de avenida 2021 – Máxima Demanda, se considera el periodo de Horas Punta desde las 17:00 h a 23:00 de acuerdo a lo establecido por COES.

El escenario de avenida ha sido determinado de acuerdo al reporte de máxima demanda registrado en el SEIN según a la información brindada por el COES, para el año 2021, la máxima demanda fue registrada el 13/12/2022 a las 19:45 horas con una potencia de 7173.03 MW, teniendo como referencia la fecha y hora, se extrajo el reporte de medición de variables

y parámetros eléctricos en la S.E. Llusco en el periodo mencionado y poder evaluar el aporte de la demanda suministrada por los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03.

Tabla 3.5

Máxima demanda en hora punta del SEIN.

Máxima demanda en hora punta		
Fecha	Hora	SEIN MW
08/01/2021	19:45	6909,637
24/02/2021	19:45	6778,382
04/03/2021	20:00	6832,657
23/04/2021	18:45	6808,853
26/05/2021	18:00	6869,710
24/06/2021	21:00	6903,839
02/07/2021	19:00	6855,784
27/08/2021	21:45	6927,991
22/09/2021	19:45	6904,853
22/10/2021	19:00	6973,068
30/11/2021	19:30	7078,525
13/12/2021	19:45	7173,033

Fuente: *Portal Web COES – Reporte de Máxima Demanda*

Los resultados de la simulación de flujo de carga del sistema en estudio se presentan en el Anexo A, donde se puede apreciar que la tensión en la barra de 22.9 kV de la S.E. Llusco es de 22.88 kV con un consumo de 4.0 MW y -0.584 MVar, por otro lado, la cargabilidad del transformado de la S.E. Llusco y de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 es de 52.8%, 9.9%, 18.7% y 6.85% respectivamente. El AMT LL-02 presenta 55.47% de la carga total de la S.E. Llusco, esto se debe a que los suministros conectados a dicho alimentador son cargas mineras en su mayoría.

3.6.2. Análisis de los tipos de falla en el SEP

Avenida 2021 – Máxima Demanda

- Falla trifásica franca.

- Falla bifásica franca.
- Falla bifásica con resistencia de 10 ohms.
- Falla monofásica franca.
- Falla monofásica con resistencia de 50 ohms.

Los criterios y metodologías para los análisis de fallas y las resistencias consideradas (10 ohms y 50 ohms), fueron tomadas como referencia de la “Contratación del servicio de consultoría -Estudio de coordinación de protección- 2018”, de la empresa EDP-Estudios S.A.C. realizada para la empresa concesionaria en estudio (ELSE).

Las tablas del Anexo B, muestran los resultados de análisis de falla obtenidos en los diferentes escenarios de las simulaciones hechas para el sistema en estudio en cada estructura troncal de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03.

3.6.3. Fiabilidad de las simulaciones

Luego de obtener los resultados de flujo de carga y de haber realizado el análisis de falla, amerita determinar el grado de fiabilidad de las simulaciones obtenidas con el software Power Factory 15.1 - DigSILENT para validar las simulaciones.

Verificación de la simulación de análisis de falla

Con la finalidad de verificar la magnitud de las corrientes de falla obtenidas en la simulación, se ha tomado como muestra la interrupción con código “0052200202” (reportado por ELSE en el Anexo 1 del Proc.074 – Osinergmin), en el cual se produjo la apertura del reconectador IN-252 del AMT LL-03, por actuación de su relé de protección (activación de la función 51) debido a una falla bifásica entre las fases “R” y “T” (447/176/488/6 A), ocasionado por el daño permanente del reconectador RC-2073 (que se encuentra entre las estructuras de MT con códigos NMT009855 y NMT001758) en el sector de Soñaque del Distrito de Santo Tomas.

Figura 3.20

Registro de eventos del relé RC-10 del IN-252 – AMT LL-03

Fecha & Hora	Tipo de operación	Fuente de Operación	Estado de Operación	Parámetros Críticos	ID del Registro
28/05/22 08:55:59.292 AM	Abierto	OC1+	Bloqueo	Max(Ic), A=577, Disparo(Ia), A=447, Disparo(Ib), A=176, Disparo(Ic), A=488, Disparo(In), A=6	12884903176
28/05/22 08:55:58.578 AM	Cierre	AR OC/EF/SEF	Cierre 3		12884903175
28/05/22 08:55:48.513 AM	Abierto	EF1+	Abierto 3	Max(In), A=274, Disparo(Ia), A=9, Disparo(Ib), A=549, Disparo(Ic), A=464, Disparo(In), A=153	12884903174
28/05/22 08:55:47.603 AM	Cierre	AR OC/EF/SEF	Cierre 2		12884903173
28/05/22 08:55:47.037 AM	Abierto	EF1+	Abierto 2	Max(In), A=270, Disparo(Ia), A=8, Disparo(Ib), A=8, Disparo(Ic), A=232, Disparo(In), A=227	12884903172

Fuente: *Centro de Control – Electro Sur Este S.A.A.*

De acuerdo con las simulaciones realizadas, la corriente en el punto de falla que se encuentra entre las estructuras de MT con códigos NMT009855 y NMT001758 tiene un valor de 25.57 / 460.49 / 445.88 / 1.28 A, para una falla bifásica, se tiene una aproximación muy cercana al nivel de corriente registrando en la fecha del evento (28/05/22 08:55:59.292 am).

3.7. Estadística de interrupciones del sistema de estudio

Según el procedimiento normativo “Supervisión de los sistemas eléctricos”: Resolución CD OSINERG N° 074-2004-OS/CD”. Electro Sur Este S.A.A. en calidad de empresa distribuidora, está en la obligación de informar todas las interrupciones suscitadas en su área de concesión de forma mensual. Esta información es reportada en 02 documentos con denominaciones de “Anexo 1” y “Anexo 2”.

El Anexo 1 corresponde al detalle total de interrupciones con duración mayor a tres (03) minutos, cuya información relevante es:

- Fecha y hora de inicio de la interrupción.
- Fecha y hora de finalización de la interrupción.
- Duración de la interrupción.
- Sistema eléctrico y alimentador de media tensión involucrado en la interrupción.
- Naturaleza de la interrupción.

- Tipificación de la causa de la interrupción.

- Cantidad de usuarios afectados.

El Anexo 2 contiene la cantidad de suministros declarados por la concesionaria agrupados por sistema eléctrico y por alimentador de media tensión, también se puede encontrar información completa de los indicadores de calidad de suministro (SAIDI y SAIFI).

Como parte de la descripción del sistema en estudio, se han obtenido setenta y dos (72) documentos correspondientes a los Anexos 1 y 2 de enero a diciembre de los años 2019, 2020 y 2021, con el reporte de las interrupciones registradas en el sistema eléctrico Chumbivilcas (SE3242) se realizó el resumen que se muestra en la tabla 3.6.

Tabla 3.6

Resumen del Anexo 1 de los años 2019, 2020 y 2021 según el tipo de ocurrencia de la interrupción.

<i>Alimentador</i>		<i>LL-01</i>			<i>LL-02</i>			<i>LL-03</i>		
<i>Causa Interrupción</i>	Código causa OSINERG	2019	2020	2021	2019	2020	2021	2019	2020	2021
<i>Por Mantenimiento</i>	1	2	5	7	5	-	171	2	-	1
<i>Expansión y reforzamiento</i>	2	2	2	1	-	-	6	-	1	1
<i>Ajuste Inadecuado de protección</i>	3	1	1	1	3	-	-	1	-	-
<i>Bajo Aislamiento</i>	4	-	-	-	-	-	3	-	-	-
<i>Falla Equipo</i>	5	1	-	1	2	1	-	-	-	-
<i>Falla empalme de red</i>	6	-	-	-	1	-	1	-	-	-
<i>Falla terminal cable</i>	7	-	-	-	-	-	1	-	-	-
<i>Caída de conductor de red</i>	8	2	1	3	4	2	3	1	-	1
<i>Caída de estructura</i>	9	-	-	-	-	-	-	-	1	-
<i>Contacto de red con árbol</i>	10	1	-	-	1	1	-	-	-	-
<i>Contacto entre conductores</i>	12	4	1	-	14	-	-	3	-	-
<i>Error de Maniobra</i>	13	3	1	-	3	1	2	3	-	-
<i>Corte de emergencia</i>	14	4	-	8	8	2	2	1	2	1

<i>Otros, por falla en componentes del SEP</i>	17	10	3	1	16	-	-	4	1	1
<i>Aves</i>	18	4	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cometas</i>	19	-	-	-	3	1	-	1	-	-
<i>Impacto Vehicular</i>	20	-	1	-	-	-	-	-	1	-
<i>Vandalismo</i>	21	-	-	-	-	2	-	-	-	-
<i>Caída de árbol</i>	23	-	-	-	1	1	-	1	1	-
<i>Picado de cable</i>	24	-	-	-	-	-	-	1	-	-
<i>Contacto accidental con la línea</i>	25	-	-	1	-	-	2	-	-	-
<i>Otros, causados por terceros</i>	27	1	-	-	1	-	1	-	-	-
<i>Descargas atmosféricas</i>	28	31	13	15	312	13	13	26	5	3
<i>Fuertes Vientos</i>	29	18	1	1	52	1	5	10	2	-
<i>Sismo</i>	31	-	-	-	-	-	-	1	-	-
<i>Otros fenómenos naturales y/o ambientales</i>	32	-	1	2	1	1	1	-	-	-
<i>Por Mantenimiento</i>	33	1	20	-	64	213	-	1	2	-
<i>Otros, Causados por otra empresa externa</i>	37	1	2	-	10	3	-	1	32	-
Total		86	52	41	502	242	210	57	48	9

Fuente: *Elaboración propia*

Del reporte realizado por ELSE a Osinergmin a través del Anexo 1 se puede observar que el AMT LL-02 presentó más interrupciones en comparación a los AMT's LL-01 y LL-03. Así mismo, se verifica que estos valores se redujeron para el año 2021 de manera paulatina.

Tabla 3.7

Resumen del Anexo 1 de los años 2019, 2020 y 2021 según el tipo de ocurrencia de la interrupción.

AÑO	ALIMENTADOR	ALIMENTADOR							Total, general	TIPO DE OCURRENCIA					
		NC: No programado, fenómenos naturales	NF: No programado, falla	NO: No programado, operación	NT: No programado, acción de terceros	PE: Programado, expansión o reforzamiento	PM: Programado: mantenimiento	NC: No programado, fenómenos naturales		NF: No programado, falla	NO: No programado, operación	NT: No programado, acción de terceros	PE: Programado, expansión o reforzamiento	PM: Programado: mantenimiento	
2019	LL01	49	19	7	6	2	3	86	56.98%	22.09%	8.14%	6.98%	2.33%	3.49%	
	LL02	365	42	11	15	0	69	502	72.71%	8.37%	2.19%	2.99%	0.00%	13.75%	
	LL03	37	9	4	4	0	3	57	64.91%	15.79%	7.02%	7.02%	0.00%	5.26%	
2020	LL01	15	6	1	3	2	25	52	28.85%	11.54%	1.92%	5.77%	3.85%	48.08%	
	LL02	15	4	3	7	0	213	242	6.20%	1.65%	1.24%	2.89%	0.00%	88.02%	
	LL03	7	2	2	34	1	2	48	14.58%	4.17%	4.17%	70.83%	2.08%	4.17%	
2021	LL01	18	6	8	1	1	7	41	43.90%	14.63%	19.51%	2.44%	2.44%	17.07%	
	LL02	18	8	4	3	6	171	210	8.57%	3.81%	1.90%	1.43%	2.86%	81.43%	
	LL03	4	2	1	0	1	1	9	44.44%	22.22%	11.11%	0.00%	11.11%	11.11%	

Fuente: *Elaboración propia.*

De la tabla 3.7 se observa la contribución que tuvo las interrupciones del tipo NC (No programadas, fenómenos naturales) en su mayoría por descargas atmosféricas, para los años 2019, 2020 y 2021 que representan el 56.98%, 72.71% y 64.91% respectivamente; siendo estos los máximos valores obtenidos de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03; además, se aprecia que el más crítico se da en el AMT LL-02 con un valor de 72.71% para el año 2019.

3.8.Cálculo de indicadores de confiabilidad del sistema en estudio

Con la información obtenida de las interrupciones del sistema en estudio, así como de la base de datos del sistema informático de ELSE, se calculó los indicadores SAIDI y SAIFI para medir el nivel de confiabilidad de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 para los años 2019, 2020 y 2021. Se debe tener en consideración que para el cálculo de indicadores solo se toma en consideración la cantidad de clientes urbanos reportados anualmente en 2 periodos semestrales tal como se muestra en la tabla 3.8.

Tabla 3.8

Cantidad de clientes reportados en el Anexo 2 por semestre de los alimentadores en estudio

AÑO	2019 (Total de clientes)		2020 (Total de clientes)		2021 (Total de clientes)	
	1er Semestre	2do Semestre	1er Semestre	2do Semestre	1er Semestre	2do Semestre
LL01	3977	3977	3077	3096	3434	2437
LL02	9768	9768	10013	10208	10365	8946
LL03	4596	4596	4694	4856	4989	4680

Fuente: *Elaboración propia.*

En la tabla 3.8 se puede observar que el AMT LL-02 presenta la mayor cantidad de clientes del sistema eléctrico Chumbivilcas (SE3242), así mismo se verifica que la cantidad de clientes ha ido disminuyendo con el transcurso del tiempo.

Tabla 3.9

Cálculo de SAIDI y SAIFI por tipificación de la ocurrencia de interrupción

SEMESTRE	ALIMENTADOR	Usuarios afectados	Horas suministro	SAIFI	SAIDI	Clientes AMT	SAIFI						SAIDI					
							NC: No programado, fenómenos naturales	NF: No programado, falla	NO: No programado, operación	NT: No programado, acción de terceros	PE: Programado, expansión o reforzamiento	PM: Programado: mantenimiento	NC: No programado, fenómenos naturales	NF: No programado, falla	NO: No programado, operación	NT: No programado, acción de terceros	PE: Programado, expansión o reforzamiento	PM: Programado: mantenimiento
1° Semestre 2019																		
Ene-19	LL01	3598	33966.61	0.90	8.54	3977	0.100	0.000	0.000	0.000	0.805	0.000	2.918	0.000	0.000	0.000	5.623	0.000
	LL02	15054	19978.01	1.54	2.05	9768	0.994	0.000	0.548	0.000	0.000	0.000	2.000	0.000	0.046	0.000	0.000	0.000
	LL03	111	1951.75	0.02	0.42	4596	0.024	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.425	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Feb-19	LL01	7353	4734.06	1.85	1.19	3977	0.977	0.872	0.000	0.000	0.000	0.000	0.179	1.011	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	19348	62473.79	1.98	6.40	9768	0.507	1.473	0.000	0.000	0.000	0.000	1.497	4.899	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	0.00	0.00	4596	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Mar-19	LL01	3088	12032.45	0.78	3.03	3977	0.000	0.776	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.026	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	11958	16113.47	1.22	1.65	9768	0.106	1.118	0.000	0.000	0.000	0.000	0.208	1.442	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	534	7502.70	0.12	1.63	4596	0.000	0.116	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.632	0.000	0.000	0.000	0.000
Abr-19	LL01	3464	1096.94	0.87	0.28	3977	0.000	0.000	0.871	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.276	0.000	0.000	0.000
	LL02	19487	4576.43	1.99	0.47	9768	1.006	0.989	0.000	0.000	0.000	0.000	0.139	0.330	0.000	0.000	0.000	0.000

	LL03	0	0.00	0.00	0.00	4596	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
May-19	LL01	381	3842.85	0.10	0.97	3977	0.096	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.966	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	9304	29806.60	0.95	3.05	9768	0.008	0.083	0.230	0.086	0.000	0.546	0.023	0.269	0.130	0.142	0.000	2.487
	LL03	15	36.50	0.00	0.01	4596	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.008	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Jun-19	LL01	0	0.00	0.00	0.00	3977	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	4434	11439.65	0.45	1.17	9768	0.191	0.178	0.000	0.000	0.000	0.085	0.394	0.613	0.000	0.000	0.000	0.165
	LL03	4818	45594.98	1.05	9.92	4596	0.071	0.000	0.000	0.000	0.000	0.977	0.147	0.000	0.000	0.000	0.000	9.774
2° Semestre 2019																		
Jul-19	LL01	367	253.00	0.09	0.06	3977	0.012	0.081	0.000	0.000	0.000	0.000	0.004	0.060	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	8514	28236.16	0.87	2.89	9768	0.065	0.807	0.000	0.000	0.000	0.000	0.187	2.703	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	4363	2160.67	0.95	0.47	4596	0.824	0.125	0.000	0.000	0.000	0.000	0.354	0.116	0.000	0.000	0.000	0.000
Ago-19	LL01	3742	5926.80	0.94	1.49	3977	0.132	0.809	0.000	0.000	0.000	0.000	0.424	1.066	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	5762	8532.97	0.59	0.87	9768	0.590	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.874	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	672	2777.70	0.15	0.60	4596	0.027	0.119	0.000	0.000	0.000	0.000	0.155	0.449	0.000	0.000	0.000	0.000
Set-19	LL01	4509	5082.12	1.13	1.28	3977	1.036	0.000	0.097	0.000	0.000	0.000	1.181	0.000	0.097	0.000	0.000	0.000
	LL02	4644	13080.71	0.48	1.34	9768	0.475	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.339	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	190	510.88	0.04	0.11	4596	0.041	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.111	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Oct-19	LL01	20121	31886.91	5.06	8.02	3977	1.557	2.506	0.996	0.000	0.000	0.000	3.467	4.086	0.465	0.000	0.000	0.000
	LL02	23300	34318.59	2.39	3.51	9768	2.088	0.058	0.239	0.000	0.000	0.000	3.097	0.255	0.162	0.000	0.000	0.000
	LL03	2005	13703.65	0.44	2.98	4596	0.381	0.056	0.000	0.000	0.000	0.000	2.831	0.150	0.000	0.000	0.000	0.000
Nov-19	LL01	8448	22535.06	2.12	5.67	3977	0.334	0.794	0.996	0.000	0.000	0.000	3.024	2.078	0.564	0.000	0.000	0.000
	LL02	19507	21775.71	2.00	2.23	9768	0.133	1.016	0.848	0.000	0.000	0.000	0.164	0.407	1.658	0.000	0.000	0.000
	LL03	903	1580.25	0.20	0.34	4596	0.196	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.344	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Dic-19	LL01	5875	19523.61	1.48	4.91	3977	0.000	0.995	0.000	0.000	0.000	0.483	0.000	0.116	0.000	0.000	0.000	4.793
	LL02	63653	64516.05	6.52	6.60	9768	5.118	1.079	0.213	0.000	0.000	0.106	2.002	3.118	0.421	0.000	0.000	1.065
	LL03	544	308.27	0.12	0.07	4596	0.000	0.000	0.118	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.067	0.000	0.000	0.000
1° Semestre 2020																		
	LL01	3943	11292.67	0.10	0.26	3077	3.046	0.969	0.217	0.000	0.000	0.000	0.920	2.630	0.120	0.000	0.000	0.000

Ene-20	LL02	1038	2586.35	0.00	0.00	10013	0.052	0.052	0.000	0.000	0.000	0.000	0.077	0.181	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	0.00	0.95	4694	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Feb-20	LL01	2282	2931.66	1.62	0.40	3077	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.953	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	16252	4004.77	1.10	1.17	10013	0.991	0.000	0.632	0.000	0.000	0.000	0.116	0.000	0.284	0.000	0.000	0.000
	LL03	5142	5499.68	0.00	2.28	4694	0.981	0.114	0.000	0.000	0.000	0.000	1.145	0.027	0.000	0.000	0.000	0.000
Mar-20	LL01	1518	7028.00	0.31	4.72	3077	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.284	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	3055	47281.95	0.01	0.13	10013	0.215	0.090	0.000	0.000	0.000	0.000	3.326	1.396	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	45	619.50	0.01	0.09	4694	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.132	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Abr-20	LL01	691	276.40	0.07	0.15	3077	0.013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.090	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	726	1482.25	0.00	0.00	10013	0.073	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.148	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	0.19	0.39	4694	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
May-20	LL01	596	1197.80	0.00	0.00	3077	0.000	0.000	0.000	0.000	0.194	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.389
	LL02	9923	2150.02	0.00	0.00	10013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	0.11	0.15	4694	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Jun-20	LL01	343	457.33	0.00	0.00	3077	0.000	0.111	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.149	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	0	0.00	0.00	0.00	10013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	0.10	0.26	4694	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2° Semestre 2020																		
Jul-20	LL01	286	243.10	0.0	0.1	3096	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.079	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	1498	670.26	0.0	0.0	10208	0.037	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.005	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	58	69.6	0.0	0.0	4856	0.012	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.014	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Ago-20	LL01	3097	1137.90	1.7	1.4	3096	0.000	1.732	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.441	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	2275	7699.54	0.2	0.8	10208	0.000	0.000	0.223	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.754	0.000	0.000	0.000
	LL03	4856	6393.75	1.0	1.3	4856	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.317	0.000	0.000	0.000
Set-20	LL01	10	3.33	0.0	0.0	3096	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	1245	1016.75	0.0	0.0	10208	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	322	295.17	1.1	2.3	4856	0.066	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.061	0.000	0.000	2.216	0.000	0.000
Oct-20	LL01	1429	788.00	0.5	0.3	3096	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.450	0.080	0.000	0.000	0.000	0.000	0.175
	LL02	31	728.50	0.0	0.1	10208	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.071	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

	LL03	4855	10600.07	1.0	2.2	4856	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.183	0.000	0.000	0.000
Nov-20	LL01	464	1733.65	0.4	0.6	3096	0.249	0.000	0.000	0.000	0.000	0.150	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.560
	LL02	905	2172.00	0.1	0.2	10208	0.000	0.089	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.213	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	9708	63146.71	2.0	13.0	4856	0.000	1.000	0.000	0.000	0.999	0.000	0.000	1.178	0.000	0.000	11.826	0.000
Dic-20	LL01	686	11158.94	0.4	3.6	3096	0.211	0.222	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.604	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	0	0.00	0.0	0.0	10208	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	0.0	0.0	4856	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1° Semestre 2021																		
Ene-21	LL01	11682	73518.80	0.45	3.39	3434	0.095	0.000	0.356	0.000	0.000	0.000	3.220	0.000	0.167	0.000	0.000	0.000
	LL02	5059	9664.98	0.49	0.93	10365	0.049	0.439	0.000	0.000	0.000	0.000	0.109	0.823	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	1124	487.07	0.23	0.10	4989	0.113	0.000	0.113	0.000	0.000	0.000	0.081	0.000	0.017	0.000	0.000	0.000
Feb-21	LL01	0	0	0.74	0.00	3434	0.742	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	918	2723.40	0.09	0.26	10365	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.089	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.263
	LL03	0	0.00	0.00	0.00	4989	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Mar-21	LL01	2610	19530.88	1.25	5.69	3434	0.493	0.000	0.000	0.000	0.000	0.760	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5.688
	LL02	1810	2715	0.18	0.26	10365	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.175	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.262
	LL03	0	0.00	0.00	0.00	4989	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Abr-21	LL01	3590	5307.72	1.27	1.86	3434	0.225	0.860	0.000	0.000	0.000	0.185	0.315	0.541	0.000	0.000	0.000	1.004
	LL02	259	440.30	0.03	0.08	10365	0.029	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.083	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	0.00	0.00	4989	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
May-21	LL01	2203	4472.55	0.64	1.30	3434	0.000	0.456	0.000	0.000	0.000	0.185	0.000	0.297	0.000	0.000	0.000	1.006
	LL02	0	0.00	0.00	0.00	10365	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	0.00	0.00	4989	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Jun-21	LL01	0	0.00	0.00	0.00	3434	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	12916	27950.80	0.69	2.03	10365	0.114	0.000	0.000	0.000	0.572	0.000	0.053	0.000	0.000	0.000	1.975	0.000
	LL03	561	841.55	0.11	0.17	4989	0.000	0.112	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.169	0.000	0.000	0.000	0.000
2° Semestre 2021																		
Jul-21	LL01	2005	3908.89	0.92	1.60	2437	0.092	0.656	0.000	0.000	0.167	0.000	0.000	0.438	0.000	0.000	1.166	0.000

	LL02	23	623.68	0.00	0.07	8946	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.070	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0	0.00	0.00	4680	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Ago-21	LL01	376	952.53	0.00	0.00	2437	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	1446	4430.29	0.00	0.00	8946	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	0.00	0.00	4680	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Set-21	LL01	0	0.00	0.00	0.00	2437	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	7047	8841.06	0.79	0.99	8946	0.139	0.101	0.513	0.000	0.000	0.036	0.278	0.203	0.146	0.000	0.000	0.362
	LL03	0	0.00	0.00	0.00	4680	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Oct-21	LL01	872	1171.65	0.37	0.48	2437	0.012	0.358	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.481	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	19562	8437.06	0.22	0.22	8946	0.000	0.000	0.002	0.000	0.218	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.218	0.000
	LL03	30	2.98	0.01	0.00	4680	0.006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Nov-21	LL01	4367	1696.93	1.54	0.70	2437	0.000	0.000	1.372	0.000	0.000	0.171	0.102	0.000	0.230	0.000	0.000	0.364
	LL02	6832	3657.48	0.76	0.41	8946	0.723	0.000	0.000	0.000	0.006	0.035	0.343	0.000	0.000	0.000	0.026	0.040
	LL03	4874	9610.74778	1.04	2.05	4680	0.007	0.015	0.000	0.000	1.019	0.000	0.007	0.009	0.000	0.000	2.038	0.000
Dic-21	LL01	1317	1462.86	0.21	0.56	2437	0.000	0.079	0.126	0.000	0.000	0.000	0.464	0.074	0.017	0.000	0.000	0.000
	LL02	8066	7126.04	0.90	0.80	8946	0.011	0.152	0.712	0.000	0.000	0.026	0.006	0.494	0.154	0.000	0.000	0.142
	LL03	4450	2670.00	0.65	0.57	4680	0.646	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.571	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Fuente: *Elaboración propia.*

Como se puede visualizar en la tabla 3.9, las interrupciones que aportan más al SAIDI y SAIFI son aquellas cuya naturaleza es del tipo NC (No programada, por falla y por fenómenos naturales), así mismo relacionando esta clasificación con la causa y descripción de cada uno de estos eventos, se puede identificar que estas interrupciones corresponden a fallas suscitadas a lo largo de las troncales de las redes eléctricas del sistema en estudio, ya que como respuesta ante este tipo de perturbaciones, los equipos de protección de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 rechazan una cantidad considerable de suministros y de potencia.

La magnitud de los indicadores SAIDI y SAIFI de los años 2019, 2020 y 2021 se encuentran dentro de las tolerancias y metas establecidas por OSINERGMIN y Electro Sur Este S.A.A., sin embargo, se considera que el nivel de la operación planificada es bajo y la situación actual del sistema en estudio es deficiente ante una perturbación o falla transitoria suscitada en las troncales de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03, para validar lo mencionado se efectuó el cálculo de los indicadores de SAIDI y SAIFI teniendo en consideración los recierres automáticos ocurridos en cada alimentador.

3.9. Actuaciones por recierres en el sistema en estudio

Los reconectores de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 almacenan información en un archivo (Log de eventos) que está relacionado a las actuaciones (apertura - cierre). Este archivo muestra a detalle las causas que generaron dichas actuaciones (por protección, mando local o mando remoto) y los tiempos de cada acción realizada por el equipo.

Para obtener la cantidad de recierres se debe efectuar un conteo de las actuaciones a partir del "Log de eventos" se toman las siguientes consideraciones:

- Se considera recierre solo a las actuaciones por protección (fallas a tierra o fallas entre fases).
- Se considera recierre a los intervalos de tiempo de 1s – 10s (de acuerdo a su configuración) entre las posiciones de apertura y cierre del reconnector.

- Las actuaciones que culminan el ciclo de recierre y posterior bloqueo (Lockout) no se consideran recierres.

Tabla 3.10

Cantidad de recierres por periodo anual (2019, 2020, 2021) y por alimentador.

<i>ALIMENTADOR</i>	<i>LL-01</i>	<i>LL-02</i>	<i>LL-03</i>	
<i>Año</i>	<i>Periodo</i>	<i>Cantidad/Periodo</i>	<i>Cantidad/Periodo</i>	<i>Cantidad/Periodo</i>
<i>2019</i>	Enero	34	161	10
	Febrero	47	21	8
	Marzo	7	20	1
	Abril	4	8	4
	Mayo	0	0	0
	Junio	0	2	0
	Julio	0	7	1
	Agosto	3	11	1
	Setiembre	3	17	4
	Octubre	0	6	4
	Noviembre	9	10	11
	Diciembre	30	34	39
<i>2020</i>	Enero	13	10	4
	Febrero	6	14	11
	Marzo	6	1	4
	Abril	0	1	0
	Mayo	0	10	1
	Junio	0	0	0
	Julio	0	1	0
	Agosto	2	0	1
	Setiembre	3	2	11
	Octubre	0	4	5
	Noviembre	2	6	8
	Diciembre	51	20	17
<i>2021</i>	Enero	18	7	2
	Febrero	3	4	0
	Marzo	12	6	1
	Abril	5	6	2
	Mayo	1	1	2
	Junio	0	5	2
	Julio	1	3	1
	Agosto	0	5	3
	Setiembre	0	7	5
	Octubre	7	16	9
	Noviembre	12	11	7
	Diciembre	3	0	5

Fuente: Elaboración propia

De la tabla 3.10 se puede observar que los AMT's LL-01, LL-2 y LL-03 presentan más actuaciones por recierres en los meses de diciembre a mayo considerado como tiempo de avenida por el COES, así también, estos son originados por la presencia de lluvias y descargas atmosféricas de la zona. El AMT LL-02 presenta mayor cantidad de recierres en comparación a los AMT's LL-01 y LL-03.

3.10. Análisis de SAIDI y SAIFI evaluado con recierres en los AMT.

Con la información obtenida de los recierres registrados en el sistema de estudio, se calculó los indicadores SAIDI y SAIFI con el fin de medir el nivel de confiabilidad de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 para los años 2019, 2020 y 2021.

Estas pequeñas interrupciones (1 – 10 segundos) si bien es cierto no son consideradas dentro de los indicadores, son percibidas por los usuarios. Es por ello que se debe tomar en consideración de forma paulatina y trabajar dentro de los estándares internacionales para asegurar el suministro de energía eléctrica con eficiencia y calidad.

Se debe tener en consideración que para el cálculo de indicadores SAIDI y SAIFI solo se toma en consideración la cantidad de clientes urbanos reportados por la empresa Electro Sur Este S.A.A. anualmente en 2 periodos semestrales.

Tabla 3.11

Cantidad de clientes reportados en el ANEXO 2 por semestre de los alimentadores en estudio

AÑO	2019 (Total de clientes)		2020 (Total de clientes)		2021 (Total de clientes)	
	1er Semestre	2do Semestre	1er Semestre	2do Semestre	1er Semestre	2do Semestre
LL01	5817	5846	9007	9219	3434	2437
LL02	11820	11896	12784	13070	10365	8946
LL03	6215	6279	8264	8414	4989	4680

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 3.12

SAIDI y SAIFI por tipificación de la ocurrencia de interrupción con la incorporación de los recierres dentro del cálculo.

SEMESTRE	ALIMENTADOR	Usuarios afectados	Horas suministrado	SAIFI	SAIDI	Clientes AMT	SAIFI						SAIDI					
							NC: No programado, fenómenos naturales	NF: No programado, falla	NO: No programado, operación	NT: No programado, acción de terceros	PE: Programado, expansión o reforzamiento	PM: Programado: mantenimiento	NC: No programado, fenómenos naturales	NF: No programado, Falla	NO: No programado, operación	NT: No programado, acción de terceros	PE: Programado, expansión o reforzamiento	PM: Programado: mantenimiento
1° Semestre 2019																		
Ene-19	LL01	3598	33966.61	34.90	8.55	3977	34.100	0.000	0.000	0.000	0.805	0.000	2.927	0.000	0.000	0.000	5.623	0.000
	LL02	15054	19978.01	162.54	2.09	9768	161.994	0.000	0.548	0.000	0.000	0.000	2.044	0.000	0.046	0.000	0.000	0.000
	LL03	111	1951.75	10.02	0.43	4596	10.024	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.427	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Feb-19	LL01	7353	4734.06	48.85	1.20	3977	47.977	0.872	0.000	0.000	0.000	0.000	0.192	1.011	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	19348	62473.79	22.98	6.40	9768	21.507	1.473	0.000	0.000	0.000	0.000	1.503	4.899	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	8.00	0.00	4596	8.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Mar-19	LL01	3088	12032.45	7.78	3.03	3977	7.000	0.776	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	3.026	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	11958	16113.47	21.22	1.66	9768	20.106	1.118	0.000	0.000	0.000	0.000	0.214	1.442	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	534	7502.70	1.12	1.63	4596	1.000	0.116	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.632	0.000	0.000	0.000	0.000
Abr-19	LL01	3464	1096.94	4.87	0.28	3977	4.000	0.000	0.871	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.276	0.000	0.000	0.000

	LL02	19487	4576.43	9.99	0.47	9768	9.006	0.989	0.000	0.000	0.000	0.000	0.141	0.330	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	4.00	0.00	4596	4.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
May-19	LL01	381	3842.85	0.10	0.97	3977	0.096	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.966	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	9304	29806.60	0.95	3.05	9768	0.008	0.083	0.230	0.086	0.000	0.546	0.023	0.269	0.130	0.142	0.000	2.487
	LL03	15	36.50	0.00	0.01	4596	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.008	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Jun-19	LL01	0	0.00	0.00	0.00	3977	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	4434	11439.65	2.45	1.17	9768	2.191	0.178	0.000	0.000	0.000	0.085	0.394	0.613	0.000	0.000	0.000	0.165
	LL03	4818	45594.98	1.05	9.92	4596	0.071	0.000	0.000	0.000	0.000	0.977	0.147	0.000	0.000	0.000	0.000	9.774
2° Semestre 2019																		
Jul-19	LL01	367	253.00	0.09	0.06	3977	0.012	0.081	0.000	0.000	0.000	0.000	0.004	0.060	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	8514	28236.16	7.87	2.89	9768	7.065	0.807	0.000	0.000	0.000	0.000	0.189	2.703	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	4363	2160.67	1.95	0.47	4596	1.824	0.125	0.000	0.000	0.000	0.000	0.354	0.116	0.000	0.000	0.000	0.000
Ago-19	LL01	3742	5926.80	3.94	1.49	3977	3.132	0.809	0.000	0.000	0.000	0.000	0.425	1.066	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	5762	8532.97	11.59	0.88	9768	11.590	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.877	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	672	2777.70	1.15	0.60	4596	1.027	0.119	0.000	0.000	0.000	0.000	0.156	0.449	0.000	0.000	0.000	0.000
Set-19	LL01	4509	5082.12	4.13	1.28	3977	4.036	0.000	0.097	0.000	0.000	0.000	1.181	0.000	0.097	0.000	0.000	0.000
	LL02	4644	13080.71	17.48	1.34	9768	17.475	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.344	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	190	510.88	4.04	0.11	4596	4.041	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.114	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Oct-19	LL01	20121	31886.91	5.06	8.02	3977	1.557	2.506	0.996	0.000	0.000	0.000	3.467	4.086	0.465	0.000	0.000	0.000
	LL02	23300	34318.59	8.39	3.52	9768	8.088	0.058	0.239	0.000	0.000	0.000	3.098	0.255	0.162	0.000	0.000	0.000
	LL03	2005	13703.65	4.44	2.98	4596	4.381	0.056	0.000	0.000	0.000	0.000	2.833	0.150	0.000	0.000	0.000	0.000
Nov-19	LL01	8448	22535.06	11.12	5.67	3977	9.334	0.794	0.996	0.000	0.000	0.000	3.026	2.078	0.564	0.000	0.000	0.000
	LL02	19507	21775.71	12.00	2.23	9768	10.133	1.016	0.848	0.000	0.000	0.000	0.167	0.407	1.658	0.000	0.000	0.000
	LL03	903	1580.25	11.20	0.35	4596	11.196	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.347	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Dic-10	LL01	5875	19523.61	31.48	4.92	3977	30.000	0.995	0.000	0.000	0.000	0.483	0.008	0.116	0.000	0.000	0.000	4.793
	LL02	63653	64516.05	40.52	6.61	9768	39.118	1.079	0.213	0.000	0.000	0.106	2.011	3.118	0.421	0.000	0.000	1.065
	LL03	544	308.27	39.12	0.08	4596	39.000	0.000	0.118	0.000	0.000	0.000	0.013	0.000	0.067	0.000	0.000	0.000

1° Semestre 2020																		
Ene-20	LL01	3943	11292.67	14.28	3.67	3077	13.095	0.969	0.217	0.000	0.000	0.000	0.924	2.630	0.120	0.000	0.000	0.000
	LL02	1038	2586.35	10.10	0.26	10013	10.052	0.052	0.000	0.000	0.000	0.000	0.080	0.181	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	4.00	0.00	4694	4.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Feb-20	LL01	2282	2931.66	6.74	0.95	3077	6.742	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.954	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	16252	4004.77	15.62	0.40	10013	14.991	0.000	0.632	0.000	0.000	0.000	0.120	0.000	0.284	0.000	0.000	0.000
	LL03	5142	5499.68	12.10	1.17	4694	11.981	0.114	0.000	0.000	0.000	0.000	1.148	0.027	0.000	0.000	0.000	0.000
Mar-19	LL01	1518	7028.00	6.49	2.29	3077	6.493	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.286	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	3055	47281.95	1.31	4.72	10013	1.215	0.090	0.000	0.000	0.000	0.000	3.326	1.396	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	45	619.50	4.01	0.13	4694	4.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.133	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Abr-19	LL01	691	276.40	0.22	0.09	3077	0.225	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.090	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	726	1482.25	1.07	0.15	10013	1.073	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.148	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	0.00	0.00	4694	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
May-19	LL01	596	1197.80	0.19	0.39	3077	0.000	0.000	0.000	0.000	0.194	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.389
	LL02	0	0.00	10.00	0.00	10013	10.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	1.00	0.00	4694	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Jun-19	LL01	343	457.33	0.11	0.15	3077	0.000	0.111	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.149	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	0	0.00	0.00	0.00	10013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	0.00	0.00	4694	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2° Semestre 2020																		
Jul-20	LL01	286	243.10	0.09	0.08	3096	0.092	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.079	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	391	79.87	1.04	0.01	10208	1.037	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.005	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	58	69.60	0.01	0.01	4856	0.012	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.014	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Ago-20	LL01	5362	4459.91	3.73	1.44	3096	2.000	1.732	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	1.441	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	2275	7699.54	0.22	0.75	10208	0.000	0.000	0.223	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.754	0.000	0.000	0.000
	LL03	4856	6393.75	2.00	1.32	4856	1.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.317	0.000	0.000	0.000
Set-20	LL01	10	3.33	3.00	0.00	3096	3.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

	LL02	7106	21024.80	5.69	2.03	10365	5.114	0.000	0.000	0.000	0.572	0.000	0.055	0.000	0.000	0.000	1.975	0.000
	LL03	561	841.55	2.11	0.17	4989	2.000	0.112	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.169	0.000	0.000	0.000	0.000
2° Semestre 2021																		
Jul-21	LL01	2005	3908.89	1.82	1.60	2437	1.000	0.656	0.000	0.000	0.167	0.000	0.000	0.438	0.000	0.000	1.166	0.000
	LL02	23	623.68	3.00	0.07	8946	3.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.071	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	1.00	0.00	4680	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Ago-21	LL01	0	0.00	0.00	0.00	2437	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	0	0.00	5.00	0.00	8946	5.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	3.00	0.00	4680	3.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Set-21	LL01	0	0.00	0.00	0.00	2437	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	7047	8841.06	7.79	0.99	8946	7.139	0.101	0.513	0.000	0.000	0.036	0.280	0.203	0.146	0.000	0.000	0.362
	LL03	0	0.00	5.00	0.00	4680	5.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Oct-21	LL01	872	1171.65	7.36	0.48	2437	7.000	0.358	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.481	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	1973	1963.67	16.22	0.22	8946	16.000	0.000	0.002	0.000	0.218	0.000	0.004	0.000	0.001	0.000	0.218	0.000
	LL03	30	2.98	9.01	0.01	4680	9.006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Nov-21	LL01	4367	1696.93	13.79	0.70	2437	12.249	0.000	1.372	0.000	0.000	0.171	0.105	0.000	0.230	0.000	0.000	0.364
	LL02	6832	3657.48	11.76	0.41	8946	11.723	0.000	0.000	0.000	0.006	0.035	0.346	0.000	0.000	0.000	0.026	0.040
	LL03	4874	9610.75	8.04	2.06	4680	7.007	0.015	0.000	0.000	1.019	0.000	0.009	0.009	0.000	0.000	2.038	0.000
Dic-21	LL01	1011	1350.66	3.41	0.56	2437	3.211	0.079	0.126	0.000	0.000	0.000	0.465	0.074	0.017	0.000	0.000	0.000
	LL02	8066	7126.04	0.90	0.80	8946	0.011	0.152	0.712	0.000	0.000	0.026	0.006	0.494	0.154	0.000	0.000	0.142
	LL03	4450	2670.00	5.95	0.57	4680	5.951	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.572	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Fuente: *Elaboración propia.*

Como se puede visualizar en la tabla 3.12, las interrupciones del tipo NC (No programada, por falla y por fenómenos naturales) tuvieron un crecimiento significativo incrementando los valores de SAIFI en los alimentadores, se identifica que estas interrupciones corresponden a fallas suscitadas a lo largo de las troncales de las redes eléctricas del sistema en estudio, ya que, como respuesta ante este tipo de perturbaciones, los equipos de protección de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 rechazan la totalidad de los suministros.

La NTCSE indica que las interrupciones que se encuentran dentro de los 3 minutos no se consideran dentro del cálculo de los indicadores por SAIDI y SAIFI, en cambio, en Europa según la normativa UNE-EN 50160 los valores de SAIDI y SAIFI son calculados en un período definido en minutos. Si se toma estos nuevos valores obtenidos dentro del cálculo de los indicadores, se incumpliría con las metas propuestas de acuerdo a la normativa europea.

3.11. Análisis de criticidad de los AMT.

Para evaluar la criticidad en los alimentadores de la S.E. Llusco se toma como referencia el análisis de RBI (desarrollo e implementación del programa de inspección basado en riesgo) el cual brinda como resultado la relación de número de interrupciones, número de usuarios afectados y la duración de la interrupción, dicha metodología orientada a alimentadores o secciones de línea permite realizar el cálculo de la "Matriz de criticidad de un AMT" que es utilizado por OSINERGMIN.

3.11.1. Variables evaluadas.

3.11.1.1. Número de interrupciones por sección de línea del AMT(N).

Con esta variable se le asignara un valor numérico a la cantidad de interrupciones en una sección de línea de un alimentador de media tensión cualquiera

Figura 3.21

Criterio para la creación de la matriz de número de interrupciones por sección de línea

Matriz N:

Rango de interrupcion	Valor Asignado
$0 \leq N \leq 1$	1
$2 \leq N \leq 4$	2
$5 \leq N$	3



Matriz N	
N =	1
	2
	3

Fuente: PROC 074-2004-OS/CD

3.11.1.2. Número de usuarios afectados (U)

Con esta variable se asignará un valor numérico a la cantidad de usuarios afectados por la interrupción en la sección de línea de un alimentador de media tensión cualquiera. Esta en función del número total de usuarios del AMT.

Figura 3.22

Criterio para la creación de la matriz de número de usuarios afectados

Usuarios afectados (%)	Valor Asignado
$0 \leq U < 25$	1
$25 \leq U < 50$	2
$50 \leq U < 75$	3
$75 \leq U < 100$	4



Matriz U	
U =	1
	2
	3
	4

Fuente: PROC 074-2004-OS/CD

3.11.1.3. Duración de interrupción (D)

Con esta variable se le asignara un valor numérico a la duración acumulada por todas las interrupciones ocurridas en una sección de línea de un alimentador de media tensión cualquiera.

Figura 3.23

Criterio para la creación de la matriz de interrupción

Duración Interrupción (H)	Valor Asignado
$0 \leq U < 4$	1
$4 \leq U < 12$	2
$12 \leq D$	3

➔

Matriz D	
D =	1
	2
	3

Fuente: PROC 074-2004-OS/CD

3.11.2. Matriz de criticidad (C)

La matriz de criticidad se obtendrá de:

$$[C] = [N] \times [U] \times [D]$$

Donde:

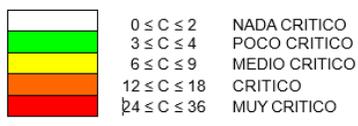
N: Número de interrupciones por sección de línea del AMT

U: Número de usuarios afectados

D: Duración de interrupción

Figura 3.24

Matriz de criticidad

		FRECUCIA					
		1	2	3	4		
GRAVEDAD ↓ C =	1	6	8	9	12		0 ≤ C ≤ 2 NADA CRITICO
	2	16	18	24	36		3 ≤ C ≤ 4 POCO CRITICO
	3						6 ≤ C ≤ 9 MEDIO CRITICO
							12 ≤ C ≤ 18 CRITICO
							24 ≤ C ≤ 36 MUY CRITICO

Fuente: PROC 074-2004-OS/CD

Con información basada en las interrupciones reportadas (Anexo 1 del Proc. 074-2004-OS/CD), reporte de parámetros SAIFI y SAIDI del sistema eléctrico Chumbivilcas y recierres de los equipos de protección de los AMT's se efectuó el cálculo de la matriz de criticidad de

los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 para los años 2019, 2020 y 2021, los resultados son mostrados en la tabla 3.13.

Tabla 3.13

Criticidad de los AMT's LL01, LL02 y LL03 correspondiente al año 2019

Cod instalación que Salió	Alimentador (AMT)	Cantidad de interrupciones	Usuarios afectados	% Nro. Usuarios	Tiempo acumulado de interrupción	Criticidad (Matriz)	Calificación de criticidad
0041210	LL01	2	36	0.01	42.10	6	MEDIO CRITICO
4000579	LL01	2	5007	0.99	13.83	6	MEDIO CRITICO
4001301	LL01	5	642	0.13	75.77	9	MEDIO CRITICO
4001555	LL01	2	677	0.13	33.93	6	MEDIO CRITICO
4001721	LL01	3	1050	0.21	26.48	6	MEDIO CRITICO
4001752	LL01	7	63	0.01	11.97	6	MEDIO CRITICO
4001838	LL01	2	14	0.00	13.77	6	MEDIO CRITICO
4001864	LL01	3	9715	1.93	16.64	6	MEDIO CRITICO
4002497	LL01	7	22197	4.40	9.43	6	MEDIO CRITICO
LL01	LL01	189	3977	100.00	0.242	12	CRITICO
Cod instalación que Salió	Alimentador (AMT)	Cantidad de interrupciones	Usuarios afectados	% Nro. Usuarios	Tiempo acumulado de interrupción	Criticidad (Matriz)	Calificación de criticidad
40384	LL02	2	180	0.04	13.72	6	MEDIO CRITICO
42218	LL02	4	36	0.01	12.10	6	MEDIO CRITICO
4000094	LL02	14	16555	3.28	20.54	9	MEDIO CRITICO
4000722	LL02	2	114	0.02	25.60	6	MEDIO CRITICO
4000737	LL02	9	9341	1.85	37.18	9	MEDIO CRITICO
4001245	LL02	10	54927	10.89	8.36	6	MEDIO CRITICO
4001286	LL02	3	215	0.04	14.57	6	MEDIO CRITICO

4001698	LL02	5	438	0.09	85.53	9	MEDIO CRITICO
4001816	LL02	2	2302	0.46	21.35	6	MEDIO CRITICO
4001818	LL02	4	780	0.15	15.77	6	MEDIO CRITICO
LL02	LL02	427	9768	100.00	958.120	36	MUY CRITICO
Cod instalación que Salió	Alimentador (AMT)	Cantidad de interrupciones	Usuarios afectados	% Nro. Usuarios	Tiempo acumulado de interrupción	Criticidad (Matriz)	Calificación de criticidad
40329	LL03	2	106	0.02	12.73	6	MEDIO CRITICO
40795	LL03	2	18	0.00	20.53	6	MEDIO CRITICO
4001210	LL03	2	398	0.08	19.60	6	MEDIO CRITICO
4001220	LL03	2	86	0.02	17.25	6	MEDIO CRITICO
4001221	LL03	4	609	0.12	28.45	6	MEDIO CRITICO
4002113	LL03	3	174	0.03	24.00	6	MEDIO CRITICO
4002442	LL03	5	5243	1.04	15.48	9	MEDIO CRITICO
LL03	LL03	LL03	94	4596	100.00	36	MUY CRITICO

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 3.14

Criticidad de los AMT's LL01, LL02 y LL03 correspondiente al año 2020.

Cod instalación que Salió	Alimentador (AMT)	Cantidad de interrupciones	Usuarios afectados	% Nro. Usuarios	Tiempo acumulado de interrupción	Criticidad (Matriz)	Calificación de criticidad
4001295	LL01	6	4953	0.97	7.43	6	MEDIO CRITICO
5002499	LL01	3	54	0.01	17.13	6	MEDIO CRITICO
LL01	LL01	140	3096	100.00	103.052	36	MUY CRITICO
Cod instalación que Salió	Alimentador (AMT)	Cantidad de interrupciones	Usuarios afectados	% Nro. Usuarios	Tiempo acumulado de interrupción	Criticidad (Matriz)	Calificación de criticidad
5001272	LL02	4	1452	0.28	31.43	6	MEDIO CRITICO

Cod instalación que Salió	Alimentador (AMT)	Cantidad de interrupciones	Usuarios afectados	% Nro. Usuarios	Tiempo acumulado de interrupción	Criticidad (Matriz)	Calificación de criticidad
LL02	LL02	311	10208	100.00	1489.823	36	MUY CRITICO
LL03	LL03	105	4856	100.00	47.668	36	MUY CRITICO

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 3.15

Criticidad de los AMT's LL01, LL02 y LL03 correspondiente al año 2021

Cod instalación que Salió	Alimentador (AMT)	Cantidad de interrupciones	Usuarios afectados	% Nro. Usuarios	Tiempo acumulado de interrupción	Criticidad (Matriz)	Calificación de criticidad
4001295	LL01	6	389	15.94	10.50	6	MEDIO CRITICO
4002496	LL01	3	1464	60.06	1.42	6	MEDIO CRITICO
4002497	LL01	7	2003	82.20	34.49	36	MUY CRITICO
5001295	LL01	5	377	15.46	9.98	6	MEDIO CRITICO
5002848	LL01	7	275	11.28	6.39	6	MEDIO CRITICO
LL01	LL01	32	2437	100	0.01	12	CRITICO
Cod instalación que Salió	Alimentador (AMT)	Cantidad de interrupciones	Usuarios Afectados	% Nro. Usuarios	Tiempo acumulado de interrupción	Criticidad (Matriz)	Calificación de criticidad
5000571	LL02	9	100	1.12	15.35	9	MEDIO CRITICO
5000700	LL02	2	501	5.60	16.90	6	MEDIO CRITICO
5001245	LL02	3	3629	40.56	6.05	8	MEDIO CRITICO
5001272	LL02	6	140	1.56	11.53	6	MEDIO CRITICO
5002050	LL02	2	6018	67.26	0.63	6	MEDIO CRITICO
LL02	LL02	179	4554	50.90	538.25	27	MUY CRITICO
Cod instalación que Salió	Alimentador (AMT)	Cantidad de interrupciones	Usuarios Afectados	% Nro. Usuarios	Tiempo acumulado de interrupción	Criticidad (Matriz)	Calificación de criticidad

LL03	LL03	4	4680	100	10.94	16	CRITICO
------	------	---	------	-----	-------	----	---------

Fuente: *Elaboración propia*

Del registro de las interrupciones y con la finalidad de encontrar secciones críticas incorporando las estadísticas de los recierres, se aprecia indicadores de estado (calificaciones cualitativas) que varían de medio crítico, crítico y muy crítico. Se obtuvo para el año 2020 resultados de MUY CRÍTICO de acuerdo a la matriz de criticidad mostrada en la tabla anterior; para este análisis se evaluó las secciones de línea (derivaciones) y el AMT LL-02, el cual obtuvo una calificación de MY CRITICO, en todos los años de estudio; seguido por el AMT LL-03 y finalmente por el AMT LL-01.

3.12. Determinación de operación planificada actual del sistema de estudio

Se enfoca la determinación de la operación planificada del sistema eléctrico Chumbivilcas para los años 2019, 2020 y 2021; en el proceso para la atención de las interrupciones por falla, programación de actividades de mantenimiento y la operación de las redes eléctricas el cual integra los indicadores de SAIDI y SAIFI que son una medida de la confiabilidad del sistema eléctrico, la criticidad de las redes eléctricas que indica en que secciones de línea se debe enfocar la atención para destinar de recursos y logística; así como la cantidad de recierres que muestran la persistencia de deficiencias a lo largo de las redes eléctricas.

Los indicadores de calidad tienen un porcentaje alto de aporte de las actividades programadas por mantenimiento, esto debido a que el análisis, pronósticos y soluciones de los puntos de trabajo no se encuentran muy identificados, debido a la limitada información con la que se cuenta; esto demuestra la escasez de medios para el procesamiento de la información.

A continuación, se muestran las tablas con la determinación de la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas para los años en análisis.

Tabla 3.16*Determinación de la operación planificada – año 2019*

Operación planifica del sistema eléctrico de Chumbivilcas - Año 2019

ALIMENTADOR	LL-01		LL-02		LL-03	
<i>Criticidad</i>	36 (MUY CRITICO)		27 (MUY CRITICO)		36 (MUY CRITICO)	
PERIODO	2019-1	2019-2	2019-1	2019-2	2019-1	2019-2
<i>SAIFI general de fallas</i>	93.17	48.07	214.81	93.47	23.1	61.47
<i>SAIDI general de fallas</i>	4.08	8.11	4.32	7.69	0.59	3.82
<i>Cantidad de recierres registrados</i>	137		297		83	

Fuente: *Elaboración propia***Tabla 3.17***Determinación de la operación planificada – año 2020*

Operación planifica del sistema eléctrico de Chumbivilcas - Año 2020

ALIMENTADOR	LL-01		LL-02		LL-03	
<i>Criticidad</i>	27 (MUY CRITICO)		27 (MUY CRITICO)		27 (MUY CRITICO)	
PERIODO	2020-1	2020-2	2020-1	2020-2	2020-1	2020-2
<i>SAIFI general de fallas</i>	26.56	58.11	37.33	33.04	20.99	9.01
<i>SAIDI general de fallas</i>	4.25	0.18	3.68	0.09	1.29	0.09
<i>Cantidad de recierres registrados</i>	83		69		62	

Fuente: *Elaboración propia***Tabla 3.18***Determinación de la operación planificada – año 2021*

Operación planifica del sistema eléctrico de Chumbivilcas - Año 2021

ALIMENTADOR	LL-01		LL-02		LL-03	
<i>Criticidad</i>	12 (CRITICO)		27 (MUY CRITICO)		16 (CRITICO)	
PERIODO	2021-1	2021-2	2021-1	2021-2	2021-1	2021-2

<i>SAIFI general de fallas</i>	42.06	23.46	29.19	42.88	9.11	30.97
<i>SAIDI general de fallas</i>	21.57	0.57	0.25	0.71	0.09	0.59
<i>Cantidad de recierres registrados</i>	62		71		39	

Fuente: *Elaboración propia*

Las tablas anteriores exponen un resumen de todos los análisis realizados anteriormente, observado que para el año 2020 se tiene una reducción de cantidad de recierres considerable en comparación con el año 2019 (por ejemplo, de 297 a 69 recierres en el AMT LL.02), pero cabe rescatar que para el año 2021 en el alimentador LL-02 se tiene un ligero incremento (de 69 a 71 recierres), siendo este el alimentador de mayor envergadura del sistema eléctrico.

CAPÍTULO IV

PROPUESTA DE MEJORA PARA EL SISTEMA EN ESTUDIO

4.1.Introducción

Con la información analizada, recopilada y comprobada en el Capítulo III; se pudo apreciar los distintos factores que aportan a la confiabilidad de los alimentadores del sistema en estudio. Las interrupciones presentadas afectan directamente en la criticidad de las secciones de línea y contribuyen en los valores de SAIDI y SAIIFI de los AMT'S LL-01, LL-02 y LL-03. De la misma forma, la operación en tiempo real y la planificación de los mantenimientos desarrollados en el sistema eléctrico, no permiten tener una adecuada operación planificada y mucho menos lograr cumplir los estándares internacionales que incluyen dentro del cálculo de confiabilidad las interrupciones transitorias, siendo estas una gran cantidad en los periodos de estudio.

Para conseguir un sistema confiable, es necesario plantear alternativas que permitan aspirar a tener un sistema eléctrico con parámetros aceptables en base a estándares internacionales de calidad de suministro de energía y con una adecuada operación planificada.

Este capítulo menciona algunas posibles soluciones y establece una alternativa de solución viable con relación a aspectos económicos, técnicos y de tiempo acorde a la realidad del sistema en estudio; además de ello, menciona las características, comportamientos y los requerimientos que este amerita para su correcto funcionamiento.

4.2.Alternativas de mejora de la operación planificada del sistema de estudio

Se plantean alternativas de mejora para la operación planificada del sistema de estudio:

- Implementación de señalizadores de falla con la incorporación de sistemas EDS (modelo de localizador de falla) que son localizadores de fallas fija de aislamientos

los cuales permitan indicar la ubicación de la misma, de esa manera el centro de control de ELSE podrá aislar la falla del resto del sistema, su funcionamiento básico es un sistema de vigilancia de aislamiento óptimo con indicadores por carga la cual indicará cuál de ellas está generando la falla, y de esta manera se podría identificar la carga que está generando dicha perturbación y este sistema es posible llevar a un servidor de información del sistema que en este caso sería la incorporación al SCADA de la empresa. Esta tecnología trabaja con pulsos de localización. Para un funcionamiento en altas tensiones es necesario la implementación de acopladores. La implementación de esta tecnología conlleva implementar varios dispositivos EDS en todo el sistema eléctrico de Llusco identificando puntos de carga estratégicos, además de la adaptación al SCADA para su funcionamiento automático, complementado por un estudio de cargas estratégicas para cada estación de punto fijo de ubicación de falla, todo esto significa una inversión considerable de dinero y tiempo para el funcionamiento correcto de detección de falla, la correcta automatización con el SCADA, etc.

- Incrementar pararrayos, seccionadores y reconectores asistidos por relé en toda la red de media tensión del sistema en estudio haciéndola más robusta, lo cual implicaría no tener control de operación nivel 3 de los equipos que no son asistidos por relé para poder ejecutar maniobras de transferencia o de reconexión de cargas en secciones de línea de dicho alimentador. Esta alternativa tendría que ser complementada con la contratación de más cuadrillas que realicen las maniobras de estos equipos nuevos, así como también se tendría que realizar un nuevo estudio de coordinación de protecciones (ECP) debido a la incorporación de nuevos reconectores; esta es una opción a mediano plazo, pero de mayor inversión por el costo de los equipos, mano de obra, instalación y elaboración de un nuevo ECP;

alcanzando una fuerte suma de dinero a considerar.

- Implementación de un sistema de gestión de macro data con información del SCADA para poder indicar puntos de falla críticos y persistentes en el sistema, con el objetivo de gestionar y ejecutar la coordinación de acciones en tiempo real logrando desarrollar una operación planificada en la empresa Electro Sur Este S.A.A, utilizando gestores de actividades, ubicaciones de falla dependiendo al tipo de falla registrado en la base de datos del sistema de gestión y toma de acciones, se logra tener una base de datos con la que se podrá elaborar planes de mantenimiento en estructuras eléctricas específicas; este sistema no representa una inversión significativa en comparación a las dos propuestas anteriores ya que sólo se incrementará un procedimiento dentro de las actividades del personal que ya labora en el sistema eléctrico en estudio.

Tabla 4.1

Cuadro comparativo entre las alternativas de mejora

Alternativa	Aspecto Técnico	Aspecto Económico	Aspecto Temporal
Implementación de señalizadores de falla con la incorporación de sistemas EDS	Los equipos operan de forma automática y ubican con exactitud la falla con pulsos.	Mediano Costo	Mediano Plazo
Incrementar pararrayos, seccionadores y reconectadores asistidos por relé con ECP en toda la red de media tensión del sistema en estudio.	Red robusta, mayor aislamiento de zonas de falla y operación manual de la mayoría de los equipos.	Alto Costo	Largo Plazo
Implementación de un sistema de gestión de macro data con información del SCADA	Ubicación de falla y asignaciones de actividades en tiempo real de la perturbación	Bajo Costo	Corto Plazo

Fuente: *Elaboración propia*

4.3. Selección y requerimientos de la alternativa más favorable

De las 3 propuestas de solución del ítem 4.2. se consideró como la más adecuada, de bajo costo y de corto plazo, la alternativa de la implementación de un sistema de gestión de macro data considerando que se fructifica la información del SCADA esta comparación se desarrolla en el Anexo G adjuntada en los anexos.

Para que la alternativa seleccionada pueda implementarse con total efectividad y pueda brindar resultados que aporten a la confiabilidad del sistema en estudio, es necesario que se cumplan ciertas modificaciones, incrementos y requisitos, como son:

- a. El sistema de fallas debe ser actualizado periódicamente: Es importante mencionar que los alimentadores de media tensión del sistema eléctrico Chumbivilcas pueden sufrir modificaciones en el transcurso del tiempo debido a mantenimientos, expansiones y/o reforzamientos en las redes, lo cual deberá ser actualizado en el Programa Power factory DigSILENT, este último para el cálculo y actualización de la base de datos de las corrientes de falla de cada alimentador en estudio para que la propuesta planteada tenga una actuación correcta.
- b. Enlace de comunicación estable y constante entre la S.E. Llusco y el Centro de Control ELSE: Con la incorporación de la propuesta planteada se debe considerar que, para el correcto funcionamiento, el enlace de comunicación entre los reconectores de la S.E. Llusco (LL-01, LL-02 y LL-03) y el centro de control (Sistema SCADA) debe ser permanente y no sufrir intermitencia, con la finalidad de garantizar que todas las señales, creadas e incorporadas, puedan ser visualizadas y registradas.
- c. Conexión VPN: Los supervisores involucrados en el proceso necesitan contar con una base de datos, la cual deberá tener una conexión VPN (Virtual private

network) al servidor, este necesita de conexión a internet de manera constante para poder realizar los registros y la asignación de actividades en tiempo real con una capacidad de respuesta rápida.

- d. Actualización constante de la base de datos: Las actividades de mantenimiento requieren de una continua actualización, cada vez que se encuentre cambios en los planes de gestión tanto en operación como de mantenimiento. Estas acciones deben llevarse a cabo teniendo en cuenta los atributos de detalle de gestión, (códigos de inversión) en la base de datos, para un correcto registro en el servidor de almacenamiento, dichas actividades deben estar acorde a los contratos que pacta la empresa como servicio de terceros o actividades que el personal de planta esté obligado a realizar.

Sin contar con mucha inversión se implementó un sistema de gestión de macrodata usando la información obtenida del sistema eléctrico georreferenciado (SIEG) de las redes eléctricas de Chumbivilcas, así como también de los relés de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 (corrientes de falla, actuaciones, etc.) generando bases de datos e integrando nuevas señales dentro del SCADA de ELSE, para poder desarrollar un algoritmo que permita obtener una localización referencial del punto donde se produjo el recierre (falla transitoria), la cual será informada al supervisor de la zona en tiempo real.

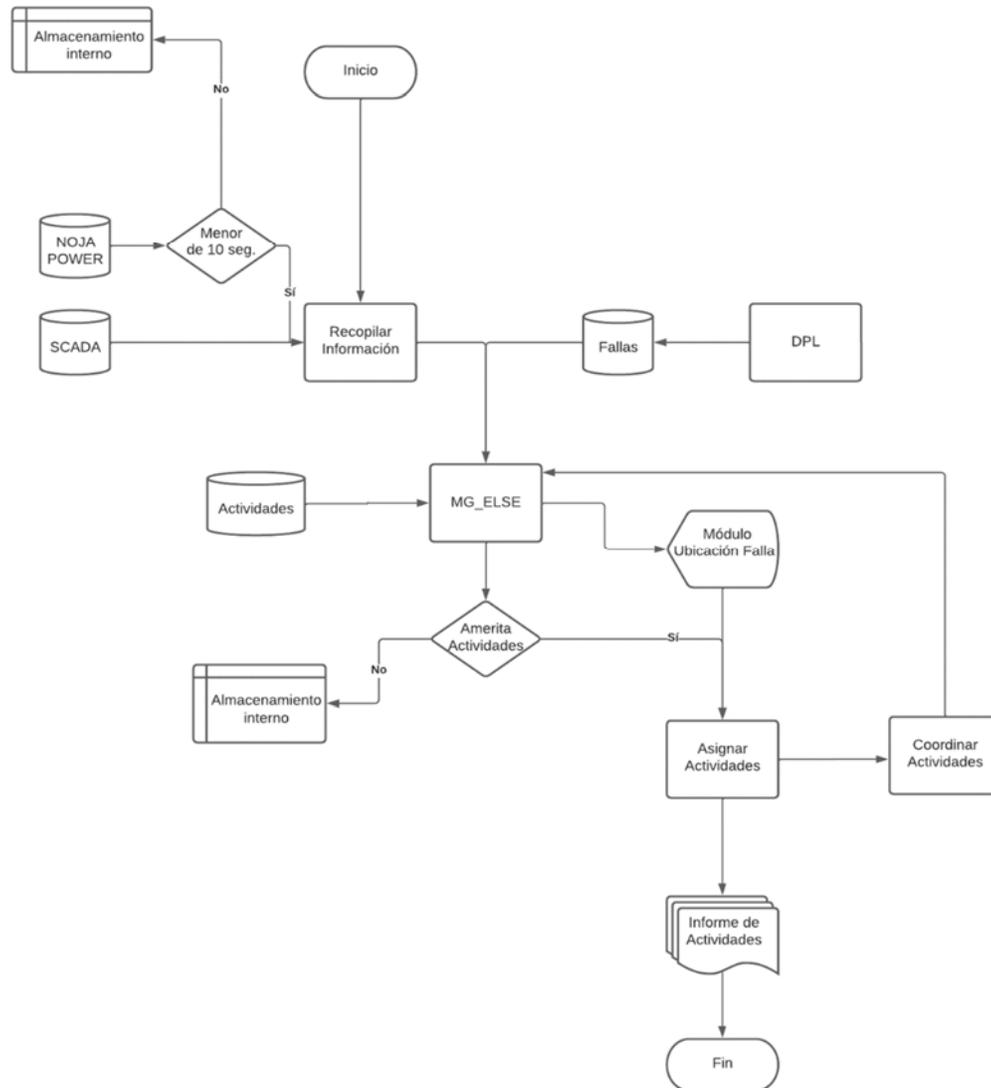
Con todos los requerimientos expuestos anteriormente, se ha determinado un nuevo procedimiento de operación y una tabla de gestión de actividades redireccionadas por cuentas para un correcto registro, dicho procedimiento se detalla a continuación en el diagrama de flujo mostrado en la figura 4.1.

El nuevo procedimiento conlleva a la creación de un módulo gestor (MG_ELSE) que utiliza diferentes bases de datos, el MG_ELSE tiene una capacidad de tratamiento a nivel

“Macro” por la cuantiosa información que dispone para una adecuada administración de interrupciones, actividades y recierres.

Figura 4.1

Flujo N°3 - Diagrama de flujo del proceso interno del MG_ELSE



Fuente: *Elaboración propia*

4.4. Gestión de macrodata del SCADA de ELSE en el sistema eléctrico de Chumbivilcas

4.4.1. Integración de las corrientes de falla como señales analógicas en el SCADA.

Se presenta la configuración del equipamiento de control y comunicación correspondientes a los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 (reconectador NOJA y sistema SCADA SURVALENT), mostrando de forma detallada los parámetros necesarios (corrientes de falla) para el funcionamiento del MG_ELSE dentro del Procedimiento para la operación planificada.

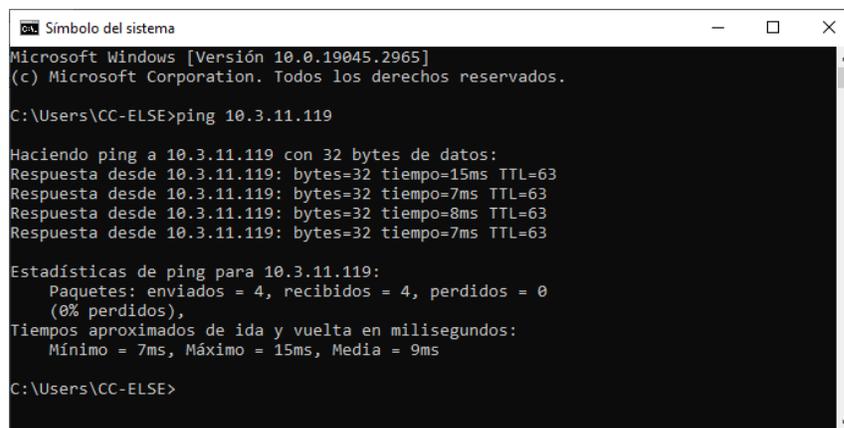
4.4.1.1. Configuración de los reconectores de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03.

Para la configuración del reconector NOJA es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos físicos de conexión:

- Para la gestión o configuración del reconector NOJA de forma local, es necesario la conexión mediante un cable USB al panel frontal.
- Para la gestión o configuración del reconector NOJA de forma remota, es necesario la verificación del enlace de comunicación a través de los puertos IP de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03, así mismo verificar que la comunicación IED – SCADA se encuentre disponible y habilitada a través del Ethernet del equipo.

Figura 4.2

Enlace de comunicación a través de los puertos IP los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03



```

Símbolo del sistema
Microsoft Windows [Versión 10.0.19045.2965]
(c) Microsoft Corporation. Todos los derechos reservados.

C:\Users\CC-ELSE>ping 10.3.11.119

Haciendo ping a 10.3.11.119 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.3.11.119: bytes=32 tiempo=15ms TTL=63
Respuesta desde 10.3.11.119: bytes=32 tiempo=7ms TTL=63
Respuesta desde 10.3.11.119: bytes=32 tiempo=8ms TTL=63
Respuesta desde 10.3.11.119: bytes=32 tiempo=7ms TTL=63

Estadísticas de ping para 10.3.11.119:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
              (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 7ms, Máximo = 15ms, Media = 9ms

C:\Users\CC-ELSE>
  
```

Fuente: *Elaboración propia*

Configuración interna

Primero se debe crear el equipo virtual dentro del programa CMS-Noja Power para entablar una comunicación y poder efectuar la gestión del mismo, para esto se coloca el nombre que se le asignará, así como el número de serie del equipo. Es importante que este número de serie sea el del equipo a configurar, ya que de lo contrario nunca se entablará la comunicación. El número de serie se encuentra accediendo mediante el panel del equipo con la ruta:

1. “MENU”
 - 1.1 “Display”
 - 1.1.1 “Serial Number”

Una vez configurado estos parámetros, se debe guardar como un nuevo archivo para pasar a conectarse y leer su configuración.

Figura 4.3

Creación del equipo dentro del CMS_Noja Power

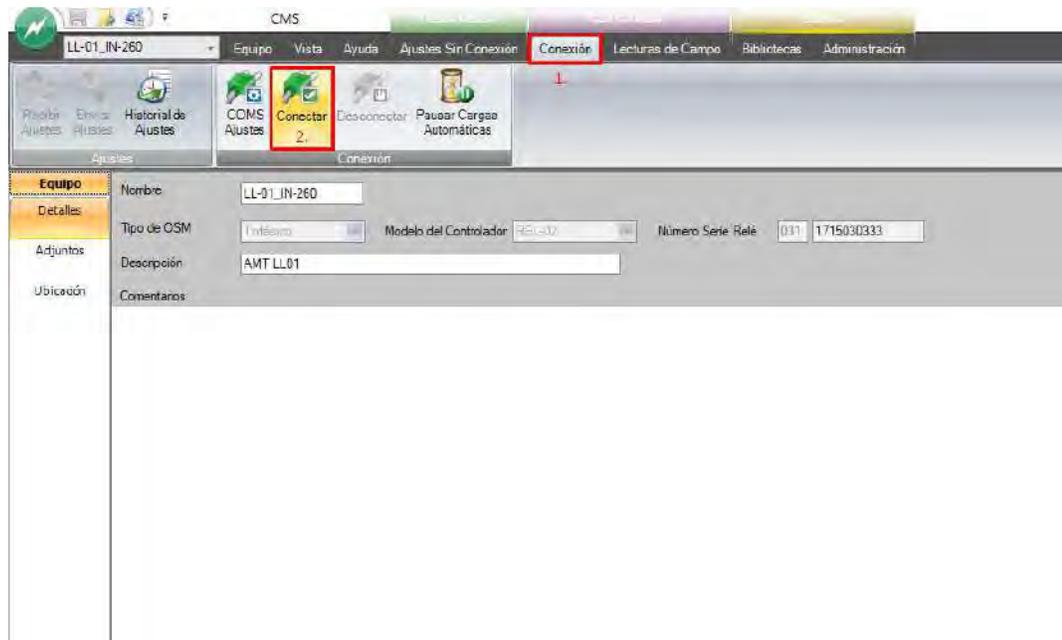


Fuente: *Elaboración propia*

Para leer la configuración del RTU, se accede a la pestaña “Conexión” → “Conectar”.

Figura 4.4

Configuración del equipo conectado (Lectura de configuraciones)



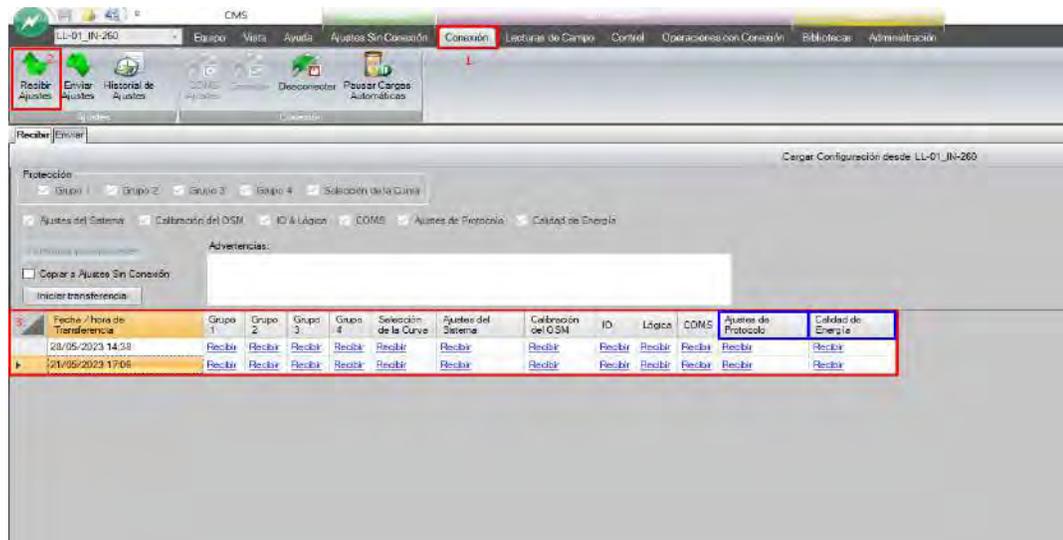
Fuente: *Elaboración propia*

El siguiente punto es leer la configuración a modificar entrando a la pestaña “Conexión” → “Recibir Ajustes”. Estas descargas (Upload) quedan registradas en la ventana “Historial de ajustes”. Desde esta pantalla se puede seleccionar la configuración que se desea visualizar, en nuestro caso seleccionaremos “COMS” y “Ajustes de protocolos”.

En la parte izquierda de la tabla podrá visualizarse la fecha y hora de la descarga, de la misma forma al abrir la configuración descargada, esta información aparecerá en la parte inferior de la pantalla.

Figura 4.5

Configuración del equipo conectado (Descarga y visualización de la configuración)



Fuente: *Elaboración propia*

Configuración Ethernet

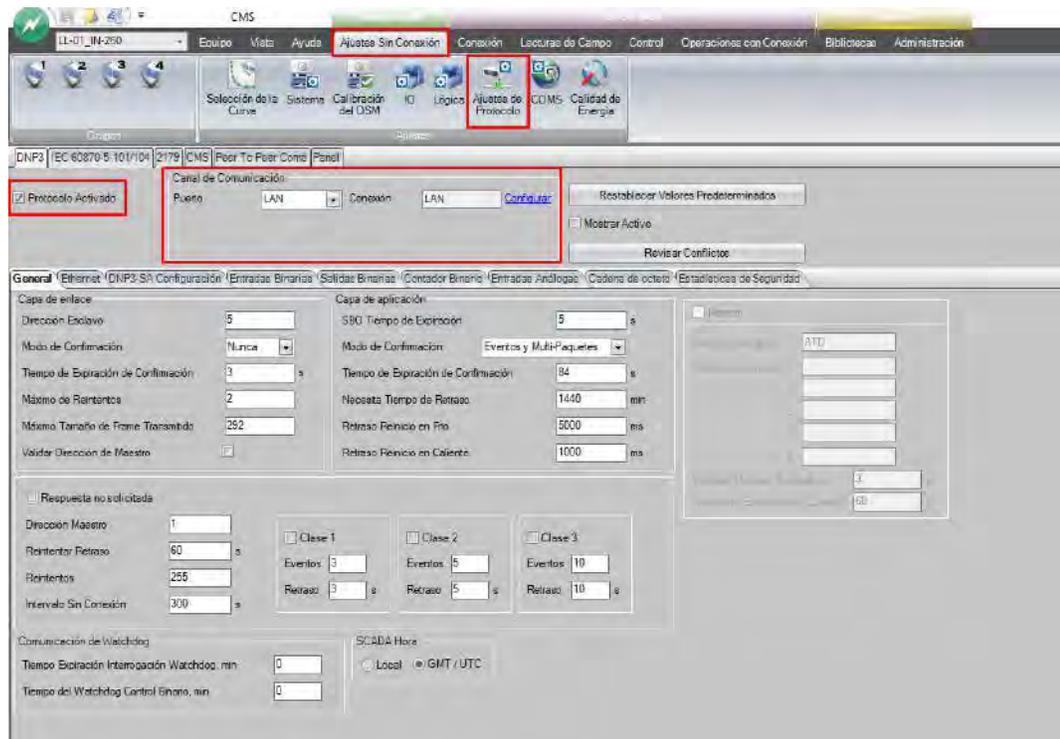
Como primer punto se debe de seleccionar el menú “Ajustes de protocolo” del menú “Ajustes sin conexión” → “Ajustes de protocolo”

En esta ventana se configura los parámetros del puerto físico para la comunicación con el SCADA. Es necesario colocar el tipo de conexión (Connection Type: LAN) y la IP asignada al IED.

El siguiente punto es la selección y configuración del protocolo de comunicación, que, para el presente trabajo es el protocolo DNP3. Para esto, es necesario entrar en la opción “Ajustes sin conexión” → “Ajustes de protocolo” → ”DNP3”.

Figura 4.6

Configuración del equipo conectado (protocolo de comunicación)



Fuente: *Elaboración propia*

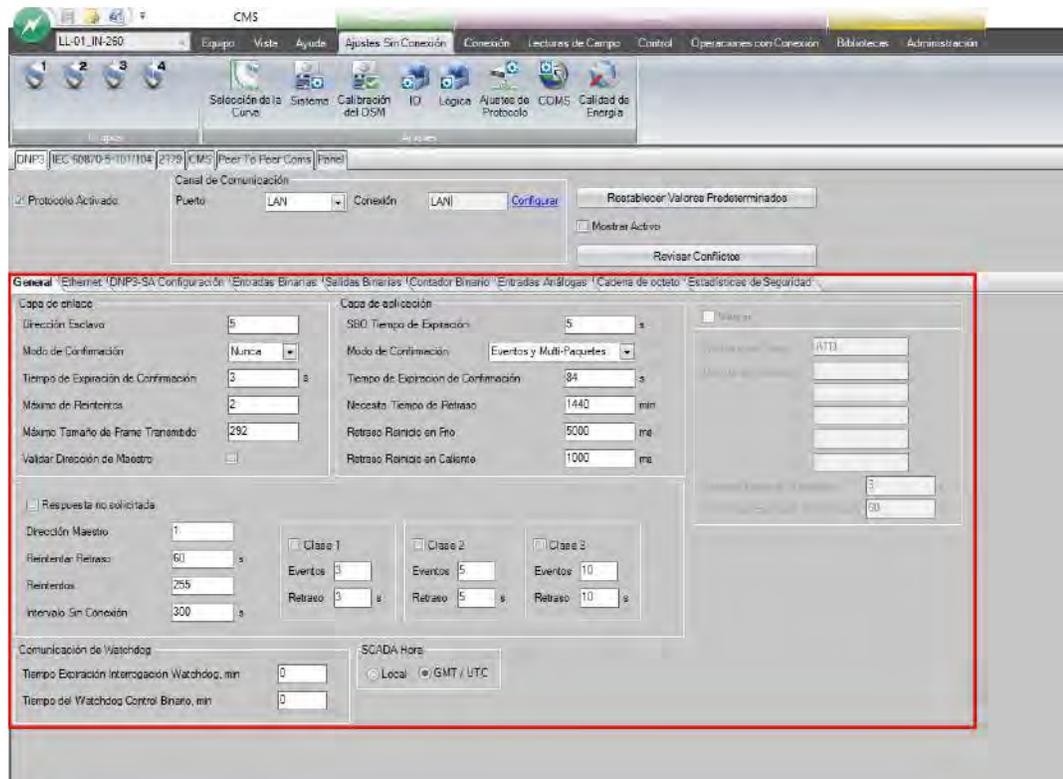
Los parámetros importantes son habilitar el protocolo (Protocolo Activado: Check) y la selección del puerto (Puerto: LAN). Esta ventana permite configurar los parámetros propios del DNP3 como mapeo de señales y parámetros para la comunicación.

De esta manera para el presente proyecto se verificó la configuración siguiente:

- “Dirección esclavo” = 5
- “Modo de confirmación” = Never
- “Respuesta no solicitada” = No check

Figura 4.7

Configuración del equipo conectado (protocolo de comunicación)



Fuente: *Elaboración propia*

Configuración del mapa de señales

Las corrientes de falla son las señales que se requiere incorporar dentro del mapa de señales de los alimentadores LL-01, LL-02 y LL-03 siendo estos puntos analógicos. Los parámetros importantes son seleccionados en la columna “On”, que muestra los puntos que están habilitados para el envío.

- El “Base de datos ID” que muestra el nombre del punto.
- El “DNPID” que es la dirección para el envío por DNP.
- EL “Clase” que determina la prioridad con la cual el punto es enviado (para datos analógicos es 2 y datos digitales 1).
- El “Banda muerta” que indica la máxima variación.

Desde esta pantalla pueden modificarse las prioridades y selección de las señales; y de la misma forma, de existir un conflicto se sombreadá de rojo dicho punto.

Las configuraciones realizadas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.2

Configuración de las señales analógica dentro del mapa de señales

DESCRIPCION	NOMBRE ASIGNADO	DNPID	Class	DeadBand	Unidades
Corriente de Falla en la fase A	IR_ Disparo	15	2	0	A
Corriente de Falla en la fase B	IS_ Disparo	16	2	0	A
Corriente de Falla en la fase C	IT_ Disparo	17	2	0	A
Corriente de Falla en el Neutro	IN_ Disparo	18	2	0	A

Fuente: *Elaboración Propia*

Figura 4.8

Configuración del mapa de señales (entradas analógicas)

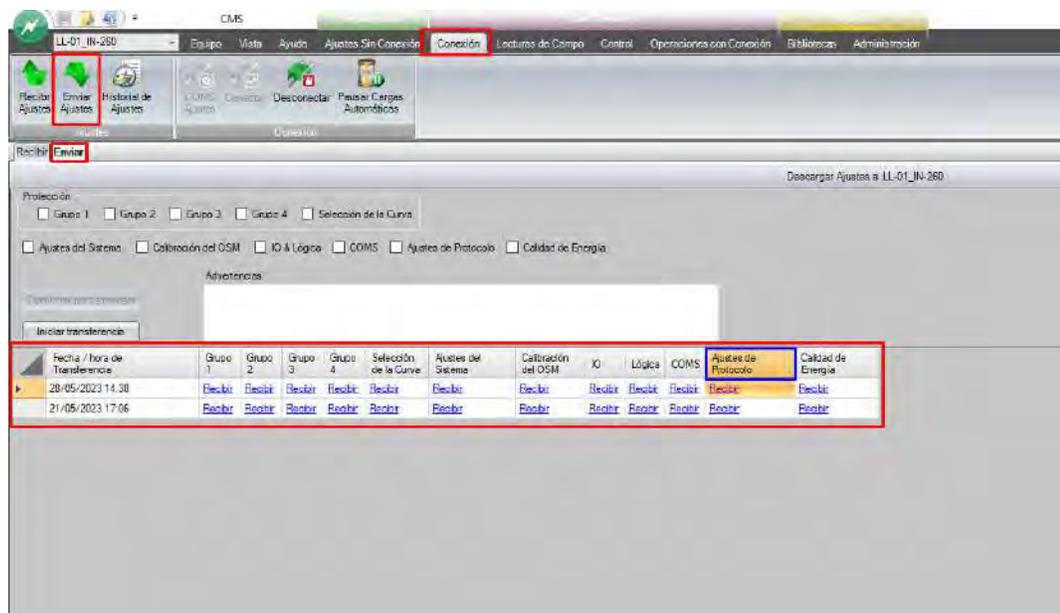
On	Tipo	Base de Datos ID	DNPID	Clase	Banda muerta	Unidades	Objeto30	Objeto32	Objeto34	Conflicto
<input type="checkbox"/>	ZLoop	0	0	0	0	ohms	1	3	1	
<input type="checkbox"/>	θLoop	0	0	0	0	deg	1	3	1	
<input type="checkbox"/>	XLoop	0	0	0	0	ohms	1	3	1	
<input checked="" type="checkbox"/>	Protección	Ia Disparo	15	2	0	A	1	3	1	
<input checked="" type="checkbox"/>		Ib Disparo	16	2	0	A	1	3	1	
<input checked="" type="checkbox"/>		Ic Disparo	17	2	0	A	1	3	1	
<input checked="" type="checkbox"/>		In Disparo	18	2	0	A	1	3	1	
<input type="checkbox"/>		DE OC	0	0	0		1	3	1	
<input type="checkbox"/>		DE EF	0	0	0		1	3	1	
<input type="checkbox"/>		DE SEF	0	0	0		1	3	1	
<input type="checkbox"/>		Ia Max	0	0	0	A	1	3	1	
<input type="checkbox"/>		Ib Max	0	0	0	A	1	3	1	
<input type="checkbox"/>		Ic Max	0	0	0	A	1	3	1	
<input type="checkbox"/>		In Max	0	0	0	A	1	3	1	
<input type="checkbox"/>		UF min	0	0	0	kV	1	3	1	
<input type="checkbox"/>		OV max	0	0	0	kV	1	3	1	
<input type="checkbox"/>		UF min	0	0	0	Hz	1	3	1	
<input type="checkbox"/>		OF Max	0	0	0	Hz	1	3	1	

Fuente: *Elaboración propia*

Por último, luego de las configuraciones anteriormente efectuadas se realiza el mismo procedimiento, para cada uno de los reconectores de los alimentadores LL-02 y LL-03, es necesario volver a cargar estos datos; para esto, se utiliza la opción “Enviar ajustes” donde se apreciará en la ventana de “Historial de ajustes” la última fecha y las configuraciones cargadas, esto se encuentra en operaciones “Con conexión”. Se deben seleccionar los ajustes que se desean cargar al reconector dándole “Check” y presionando “Iniciar Transferencia”.

Figura 4.9

Configuración del equipo conectado (envío de nueva configuración)



Fuente: *Elaboración propia*

4.4.1.2. Configuración de señales en el SCADA.

El programa STC Explorador se encarga de administrar todas las señales integradas del SCADA, dentro del programa se identifica el concentrador de la S.E. Llusco (RTU_LL) que se encuentra en la pestaña línea de comunicación de Llusco → LinCom_LL, dentro del cual se crearan nuevos puntos de Estado y Analógicos asociados a las corrientes de falla.

General

- Estación = LL01_22kV
- Nombre = Mag_FAIL_Ir
- Descripción = Corriente de Falla Fase R
- Tipo de Usuario = NOJA
- Clase de dispositivo = Analog
- Grupo de zona = All Zones
- Enumeración = Ninguno
- Factor de Escala = 1
- Unidad de Ingeniería = A (Amperios)

Figura 4.12

Configuración de parámetros generales del nuevo punto analógico

The screenshot shows the 'Punto Analógico' configuration window with the 'General' tab selected. The settings are as follows:

- Estación: LL01_22kV
- Nombre: Mag_FAIL_Ir
- Descripción: Corriente de Falla Fase R
- Tipo de usuario: NOJA
- Clase de dispositivo: Analog
- Grupo de Zona: AllZones
- Enumeración: <Ninguno>
- Factor de Escala: 1
- Desviación: 0
- Asegurar cero: 0
- Unidad de Ingeniería: A
- Ventana de Excepción: 0
- Valor de reinicio: (empty)
- Valor del paso: (empty)
- Limpiar: TLALog controlled

Additional options include checkboxes for 'Modo Privilegiado', 'Registro de Eventos', and 'Disturbio', and a checkbox for 'Registro Secuencia De Eve'. The window has 'Aceptar' and 'Cancelar' buttons at the bottom right.

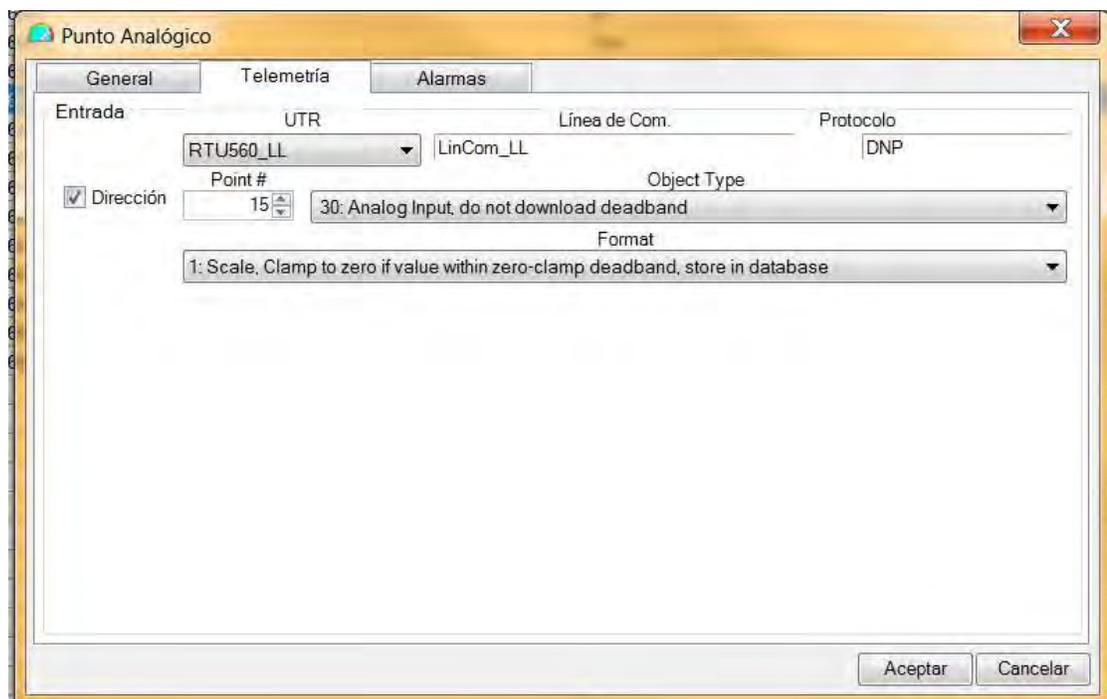
Fuente: *Elaboración propia*

Telemetría

- RTU = RTU560_LL
- Línea de Com. = Lincom_LL
- Protocolo = DNP
- Check en Dirección
- Point# = 15, este valor debe ser igual al asignado en el mapa de señales del reconectador (tabla 4.7) → Corriente de falla IA → DNPID.
- Object Type = 30: Analog Input do not download deadband
- Format = 1: Scale, clamp to zero if value within zero-clamp deadband, store in database

Figura 4.13

Configuración de la telemetría del nuevo punto analógico



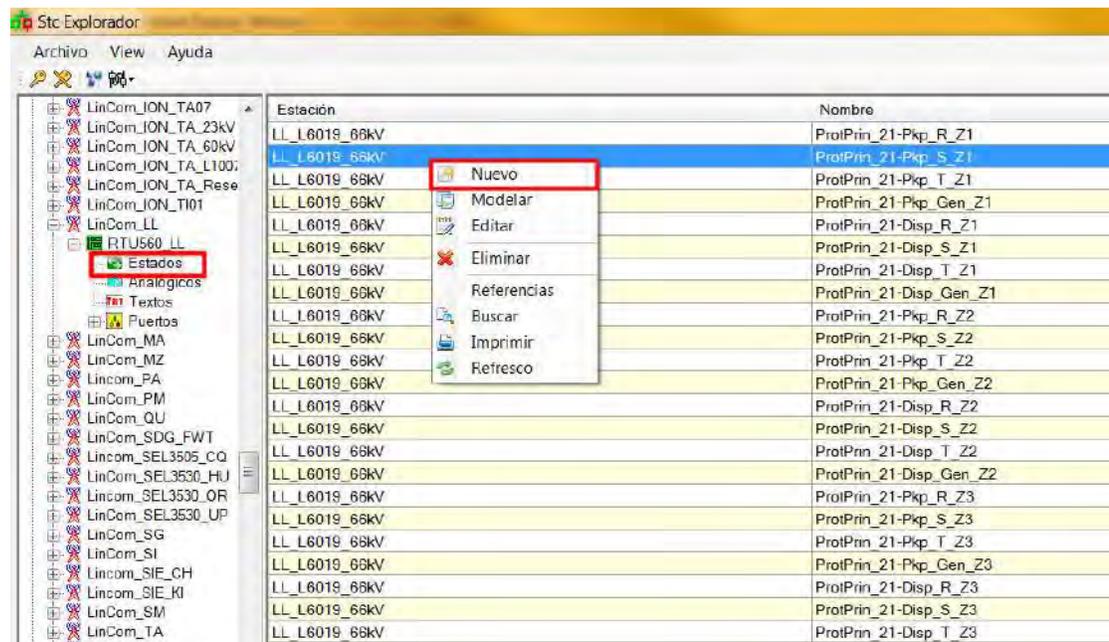
Fuente: *Elaboración propia*

Creación de Puntos de Estado

Dentro de la pestaña “Estados” se crea un nuevo punto de estado, se muestra como ejemplo la creación del punto “corriente de falla en la fase R” para el alimentador LL-01 con las siguientes consideraciones:

Figura 4.14

Concentrador de la SE Llusco (creación de un nuevo punto de estado)



Fuente: *Elaboración propia*

General

- Estación = LL01_22kV
- Nombre = Ifr_Disparo
- Descripción = Corriente de Falla Fase R
- Tipo de Usuario = NOJA
- Clase de dispositivo = Momentary
- Grupo de zona = All Zones
- Comando – estado = NormalAlarma

- Check en Registro de Eventos
- Check en Secuencia de Eventos

Figura 4.15

Configuración de parámetros generales del nuevo punto de estado

Fuente: *Elaboración propia*

Telemetría

- RTU = RTU560_LL
- Línea de Com. = Lincom_LL
- Protocolo = DNP

Figura 4.16

Configuración de la telemetría del nuevo punto de estado

The image shows a software configuration window titled "Punto de Estado" with three tabs: "General", "Telemetría", and "Alarmas". The "Telemetría" tab is active. It is divided into two main sections: "Entrada" and "Control".

Entrada Section:

- UTR: RTU560_LL
- Linea de Com.: LinCom_LL
- Protocolo: DNP
- # Point: 0
- Object Type: <Ninguno>
- Format: <Ninguno>

Control Section:

- UTR: <Same As Input>
- Object Type: <Ninguno>
- Control-: <Ninguno>
- Control-: <Ninguno>

Bottom Section:

- Intervalo de Control: Valor, tick (selected), 0
- Punto: <Ninguno>
- Permisos: [button]
- Tiempo de Respuesta, sec: 0
- Validación de Cambios de Estado Multiple: [checkbox]

Buttons: Aceptar, Cancelar

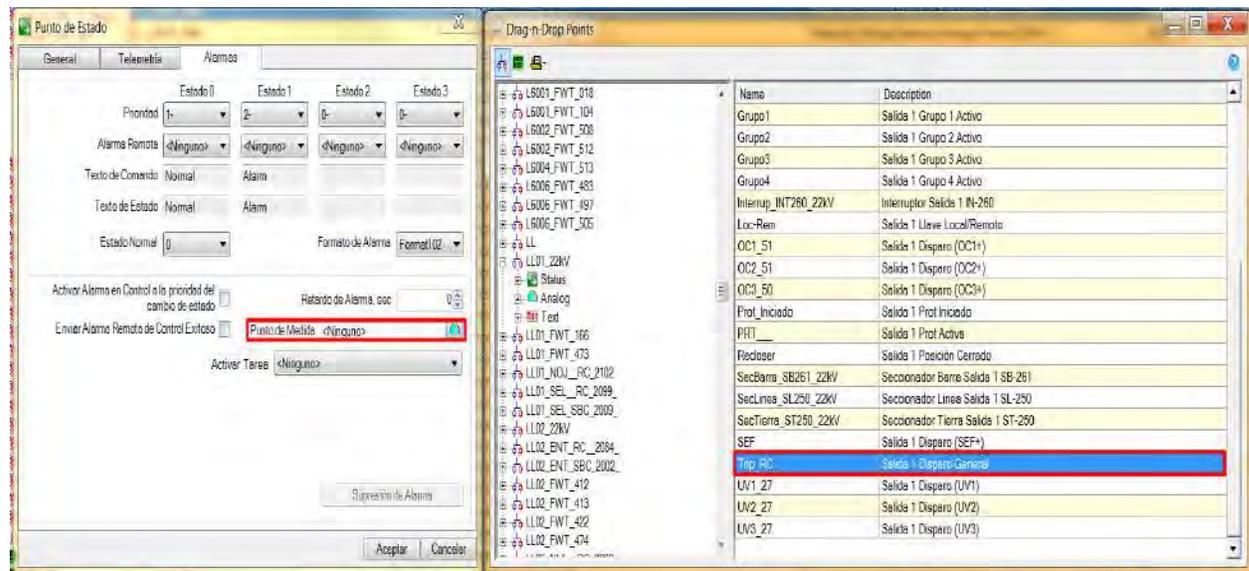
Fuente: *Elaboración propia*

Alarmas

- Prioridad = Estado "0" o Cerrado (1), Estado 1 "Abierto" (2).
- Estado Normal 0
- Formato de Alarma = Format102
- Punto de medida = LL01_Trip_RC,

Figura 4.17

Configuración de la alarma del nuevo punto de estado



Fuente: *Elaboración propia*

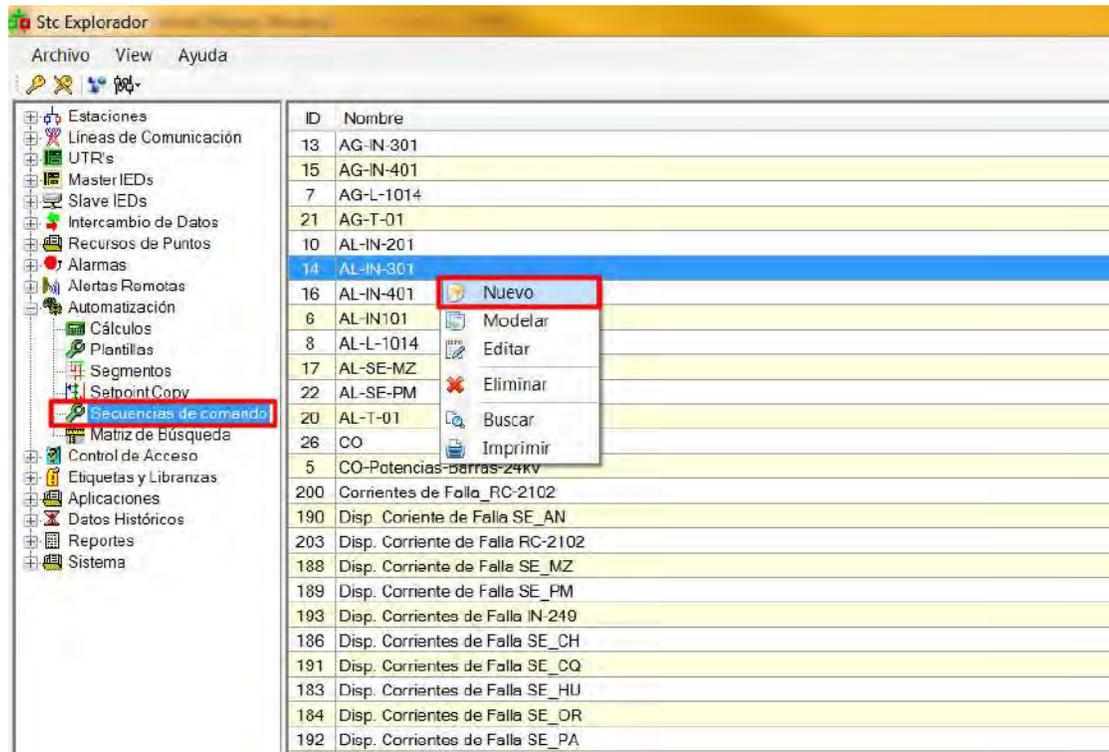
El mismo procedimiento se repite para la configuración de las señales analógicas de corrientes de falla en las fases “S” y “T” y la corriente de neutro “N” de los AMT’s LL-01, LL-02 y LL-03.

Configuración y programación de la Automatización

El programa STC Explorador en la pestaña “Automatización” → Secuencia de comando, se crea una nueva secuencia de comando que permitirá visualizar las corrientes de falla configuradas anteriormente, siempre y cuando, el equipo (reconector) realice una actuación por falla, para ello hacemos click derecho → nuevo, y se configura lo siguiente:

Figura 4.18

Configuración y programación de una nueva secuencia de comando



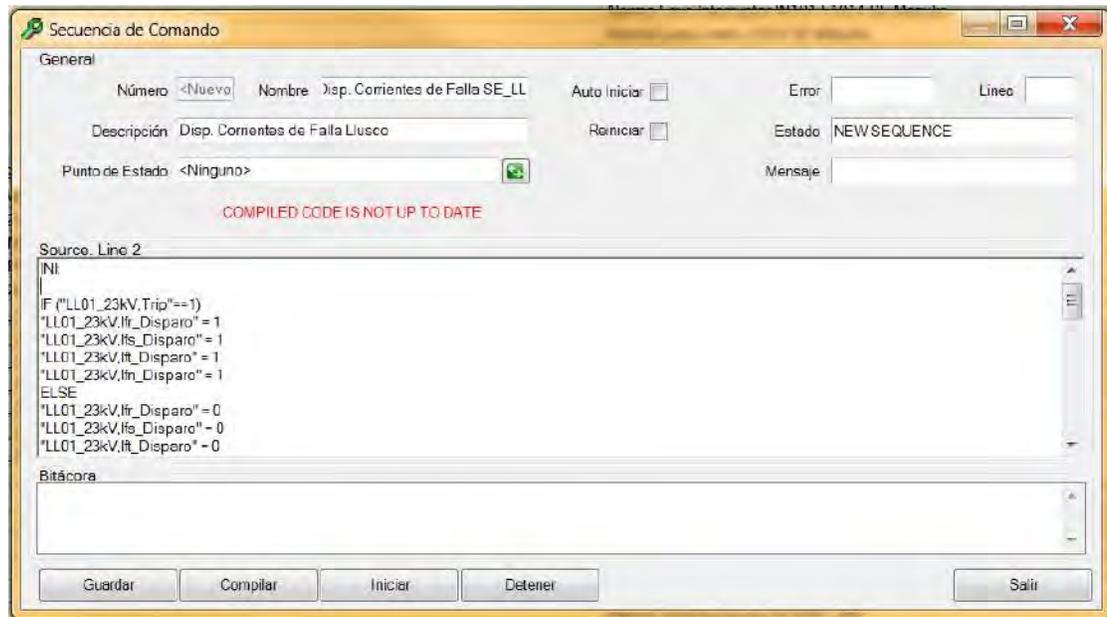
Fuente: *Elaboración propia*

General

- Nombre = Disp. Corrientes de falla SE_LL
- Descripción = Disparo Corrientes de Falla Llusco
- Punto de Estado = LL01_Trip_RC

Figura 4.19

Configuración de parámetros generales de la secuencia de comando



Fuente: *Elaboración propia*

Luego de ello, se necesita realizar la programación de la secuencia de comando bajo la lógica siguiente: “Cuando la señal de disparo del reconector de cualquier AMT LL-01, LL-02 y LL-03 (Trip_RC) cambie a estado 1, los puntos de estado correspondientes a las corrientes de falla pasaran a un estado 1 mostrando sus valores analógicos, caso contrario permanecerá en estado 0 y no mostrará sus valores analógicos”, bajo esa lógica se realiza el siguiente código de secuencia de expresión condicional.

INI:

```
IF ("LL01_23kV,Trip"==1)
"LL01_23kV,Ifr_Disparo" = 1
"LL01_23kV,Ifs_Disparo" = 1
"LL01_23kV,Ift_Disparo" = 1
"LL01_23kV,Ifn_Disparo" = 1
ELSE
"LL01_23kV,Ifr_Disparo" = 0
"LL01_23kV,Ifs_Disparo" = 0
"LL01_23kV,Ift_Disparo" = 0
"LL01_23kV,Ifn_Disparo" = 0
```

```

ENDIF

IF ("LL02_23kV,Trip"==1)
"LL02_23kV,Ifr_Disparo" = 1
"LL02_23kV,Ifs_Disparo" = 1
"LL02_23kV,Ift_Disparo" = 1
"LL02_23kV,Ifn_Disparo" = 1
ELSE
"LL02_23kV,Ifr_Disparo" = 0
"LL02_23kV,Ifs_Disparo" = 0
"LL02_23kV,Ift_Disparo" = 0
"LL02_23kV,Ifn_Disparo" = 0
ENDIF

IF ("LL03_23kV,Trip"==1)
"LL03_23kV,Ifr_Disparo" = 1
"LL03_23kV,Ifs_Disparo" = 1
"LL03_23kV,Ift_Disparo" = 1
"LL03_23kV,Ifn_Disparo" = 1
ELSE
"LL03_23kV,Ifr_Disparo" = 0
"LL03_23kV,Ifs_Disparo" = 0
"LL03_23kV,Ift_Disparo" = 0
"LL03_23kV,Ifn_Disparo" = 0

ENDIF

DELAY(3S)

ONGOTO INI

```

4.4.2. Programación de tareas a través de un DPL en el software PowerFactory del sistema en estudio.

La automatización de tareas y el procesamiento de la información es posible utilizando Python o el lenguaje de programación de DigSILENT (DPL), siempre y cuando el proyecto se encuentre correctamente modelado, para ello con la información de la BD_SIEG (Base de Datos del sistema informático eléctrico georreferenciado) de las redes del sistema eléctrico Chumbivilcas proporcionado por la empresa ELSE, se actualizó la topología y parámetros de todos los componentes de los AMT's LL-01 ,LL-02 y LL-03, ya que el sistema en estudio ha sufrido variaciones.

El DPL (lenguaje de programación DIGSILENT), tiene una sintaxis similar al lenguaje C que admite acceso ilimitado a los objetos, parámetros y su funcionalidad de PowerFactory, este sirve para la automatización de tareas y la ejecución en paralelo de funciones de cálculo y scripts. En la presente investigación, se utilizó un DPL que realiza el cálculo de la corriente de falla en cada estructura troncal de MT de los AMT'S LL-01, LL-02 y LL-03 cuyo código de programación se muestra a continuación:

Figura 4.20

Programación de un DPL para el cálculo de las corrientes de falla

```

int error, i, row, col, rrow, ccol, ii, iii, Rc, Pcc, C, Dist, dd;
object cc, o_bus, o_line, ikkk;
string ruta, ikk1;
set buses, lineas;
double typef, ik, sk, ikk1, ikk2, ikk3, ikkm, ikka1, ikka2, ikka3, vk1, vk2, vk3, vka1, vka2, vka3, cc;
int val;
ClearOutput();
buses=NMT.All();
o_bus=buses.First();
lineas=RC.All();
o_line=lineas.First();
for(o_line=lineas.First(); o_line; o_line=lineas.Next()){
for(o_bus=buses.First(); o_bus; o_bus=buses.Next()){
EchoOff();
cc=GetCaseObject('ComShc');
cc:e:shcobj=o_bus; !Escoger bus especifico de CC
cc:e:iopt_asc=0; !Desactivar Show results
val=cc.Execute();
rrow=1;
ikk1=o_line:m:Ikss:bus1:A;
ikk2=o_line:m:Ikss:bus1:B;
ikk3=o_line:m:Ikss:bus1:C;
ikkm=o_line:m:I0x3:bus1;
dd=o_bus:b:dist;
printf('%0,%1.3f,%1.3f,%1.3f,%1.3f,%1.3f', o_bus, ikk1, ikk2, ikk3, ikkm, dd);
}! de la linea
}
EchoOn();
printf('Exportación finalizada');
xlTerminate();

```

Fuente: *Elaboración propia*

Donde los datos de entrada serán las estructuras troncales de MT de cada alimentador (NMT) y los reconector de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03; desde donde se evaluará la corriente de falla (RC).

Figura 4.21

Elementos de entrada para DPL y posterior cálculo de las corrientes de falla

Name	Order	Type
LL-01_BARRA CHAMACA	0.	
LL-01_ESE004NMT000325	1.	
LL-01_ESE004NMT000326	2.	
LL-01_ESE004NMT000327	3.	
LL-01_ESE004NMT000328	4.	
LL-01_ESE004NMT000748	5.	
LL-01_ESE004NMT000749	6.	
LL-01_ESE004NMT000852	7.	
LL-01_ESE004NMT001027	8.	
LL-01_ESE004NMT001167	9.	
LL-01_ESE004NMT001169	10.	
LL-01_ESE004NMT004578	11.	
LL-01_ESE004NMT004581	12.	
LL-01_ESE004NMT004586	13.	
LL-01_ESE004NMT004591	14.	
LL-01_ESE004NMT004603	15.	
LL-01_ESE004NMT004606	16.	
LL-01_ESE004NMT004608	17.	
LL-01_ESE004NMT004610	18.	
LL-01_ESE004NMT004626	19.	
LL-01_ESE004NMT004627	20.	
LL-01_ESE004NMT004630	21.	
LL-01_ESE004NMT004638	22.	
LL-01_ESE004NMT004641	23.	

Name	Order	Type
LL01	0.	AAAC 3 120 22.9KV

Fuente: *Elaboración propia*

Luego de la ejecución del DPL, en la ventana de salida del PowerFactory nos mostrará la evaluación de falla en cada estructura troncal que se ingresó como dato de entrada, el cual es exportado en una hoja Excel con el siguiente formato:

Código de la estructura, Corriente de falla fase “R”, Corriente de falla fase “S”, Corriente de falla fase “T”, Corriente de falla en Neutro “N”, Distancia al RC.

Figura 4.22

Elementos de salida del DPL posterior al cálculo de las corrientes de falla

```

PF Output Window
Errors (0) Warnings (0) Information (1) Events (0) Others (82) Contained text
-- LL-01_ESE004NMT008815,130.376,24.898,16.400,116.142,61.036
-- LL-01_ESE004NMT008825,126.532,24.917,16.382,112.140,62.820
-- LL-01_ESE004NMT008846,121.643,24.943,16.360,107.019,65.295
-- LL-01_ESE004NMT008849,121.029,24.946,16.357,106.375,65.623
-- LL-01_ESE004NMT008850,120.465,24.949,16.355,105.782,65.928
-- LL-01_ESE004NMT008864,116.550,24.970,16.345,101.661,68.151
-- LL-01_ESE004NMT008869,115.720,24.974,16.343,100.786,68.646
-- LL-01_ESE004NMT008880,112.095,24.992,16.350,96.940,70.934
-- LL-01_ESE004NMT008881,111.854,24.993,16.351,96.682,71.094
-- LL-01_ESE004NMT008882,111.730,24.994,16.351,96.557,71.243
-- LL-01_ESE004NMT010208,110.554,24.999,16.360,95.285,72.077
-- LL-01_ESE004NMT010218,109.565,25.011,16.363,94.268,73.341
-- LL-01_ESE004NMT010223,109.134,25.016,16.365,93.824,73.901
-- LL-01_ESE004NMT010229,108.320,25.026,16.369,92.986,74.972
-- LL-01_ESE004NMT010232,108.133,25.028,16.369,92.794,75.221
-- LL-01_ESE004NMT010235,107.846,25.032,16.371,92.496,75.608
-- LL-01_ESE004NMT011001,271.644,22.885,19.939,247.582,1.760
-- LL-01_ESE004NMT011007,215.760,23.860,17.410,200.761,27.128
-- LL-01_ESE004NMT011010,156.717,24.763,16.574,143.396,51.509
-- LL-01_ESE004NMT015156,118.928,24.957,16.351,104.167,66.779
-- LL-01_ESE004NMT015885,213.705,23.908,17.382,198.813,28.284
-- LL-01_ESE004NMT020372,161.803,24.726,16.610,148.508,49.835
-- LL-01_ESE004NMT020956,125.419,24.923,16.376,110.975,63.363
-- LL-01_ESE004NMT023612,177.624,24.534,16.861,164.017,44.276
-- LL-01_ESE004NMT024112,178.934,24.517,16.882,165.297,43.873
-- LL-01_ESE004NMT024740,224.875,23.584,17.777,208.503,22.397
-- LL-01_ESE004NMT115569,215.687,23.862,17.409,200.692,27.169
-- LL-01_ESE004NMT115573,214.367,23.893,17.391,199.441,27.922
-- LL-01_ESE004NMT115576,213.764,23.907,17.384,198.869,28.269
-- LL-01_ESE004NMT115609,202.372,24.167,17.244,188.023,35.203
Exportación finalizada
DPL Command 'CC_LL-01_General' successfully executed

```

Fuente: *Elaboración propia*

4.4.3. Programación de tareas para el sistema de gestión.

Para una disminución de los indicadores de la variable dependiente se requiere incidir en cambios significativos en el tratamiento de información y asignación de tareas, para lo cual se sugiere realizar actividades de tipo preventivo, correctivo y predictivo los cuales están inmersos en las bases de datos como “input”, dicha información contiene las características principales de las actividades a realizar (costo, cantidad, código, etc.). Estas actividades podrán indicar el comportamiento de las redes ante situaciones transitorias por causas naturales como descargas, lluvias y vientos intensos, y como resultado con las tareas asignadas a las estructuras o tramos de línea se logra obtener lo siguiente:

- Detalle de actividad
- Tipo de falla a subsanar
- Información relevante para realizar planes de mantenimiento a largo plazo, de esta manera aportar a los planes estratégicos de mantenimiento anual.

4.5. Módulo para la gestión de la operación planificada

4.5.1. Localización e identificación del punto de falla

El proceso de localización de falla se desarrolló con la ayuda de las herramientas de entorno de desarrollo integrado, el cual cuenta con distintos lenguajes de programación. Para el caso específico del MG_ELSE, su desarrollo fue en lenguaje de programación C#. En el MG_ELSE se utilizó una metodología orientada a objetos el cual permite obtener una interfaz de interacción con el usuario.

Con el desarrollo de la interfaz gráfica nace la necesidad de ser complementada con un gestor de bases de datos, el cual permite crear, manipular, relacionar y almacenar información mediante un lenguaje de programación denominado Transact-SQL.

Con las herramientas ya definidas se realizó la construcción de los módulos que conforman el Gestor de Macrodata, iniciando con un primer módulo denominado “Login”, dicho módulo permite acreditar un inicio de sesión legítimo y de esta manea consignar un registro de información veraz y real.

Para dicho inicio de sesión se crearon 3 usuarios de tipo:

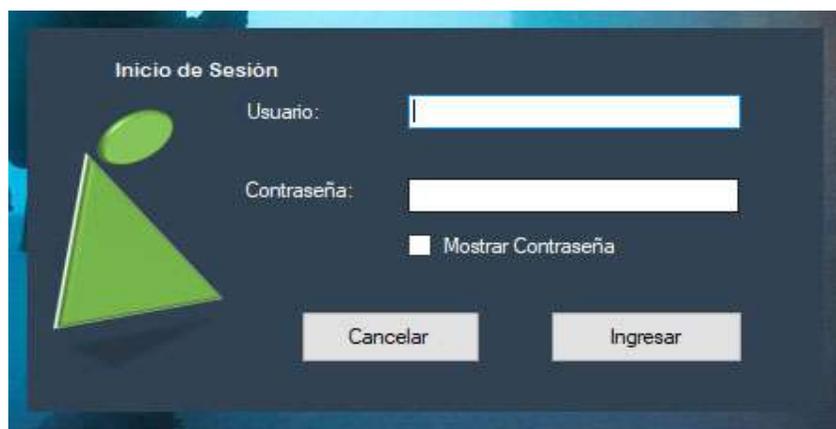
- SupElse (Supervisor ELSE Centro de Control)
- SupMantto (Supervisor de Mantenimiento)
- Técnico (Técnico)
- Detalle de actividades asignadas

Estos tres niveles de usuarios permiten diferenciar credenciales para acceder a cada módulo del MG_ELSE, además cada una de las cuentas creadas tienen roles distintos en el desarrollo de la operación planificada, el cual se desarrolla a continuación.

El acceso a la base de datos y de la misma forma a la interfaz gráfica se realiza mediante consultas SQL de concordancia, el cual se desarrolla dentro del código fuente del Módulo Login con la clase “System.Data.SqlClient”, dicho elemento es un molde que define los atributos y comportamientos de los objetos que se crean como instancias de esta.

Figura 4.23

Módulo de inicio de sesión del gestor o login



Fuente: *Elaboración propia*

Una vez realizada satisfactoriamente el inicio de sesión, el módulo permite ingresar a la interfaz el cual contiene 4 módulos diferentes con jerarquías diferenciadas, dando sólo acceso ilimitado al usuario “SupELSE (Supervisor ELSE Centro de Control)”.

En la interfaz se distinguen 4 módulos detallados a continuación

- Registro de Fallas
- Resumen de Fallas
- Actualizar Tablas

Cada módulo tiene funciones de administración y manipulación de información de bases de datos, con simplicidad de uso y siendo una de las características más importantes lo intuitivo ante la experiencia del usuario.

El código que se detalla en el Anexo C, brinda información de interfaces, que permiten tener en este módulo denominado “Inicio”, un panel contenedor permitiendo de esta manera evitar las ventanas flotantes y las ventanas emergentes infinitas.

Figura 4.24

Modulo inicio del gestor de macrodata



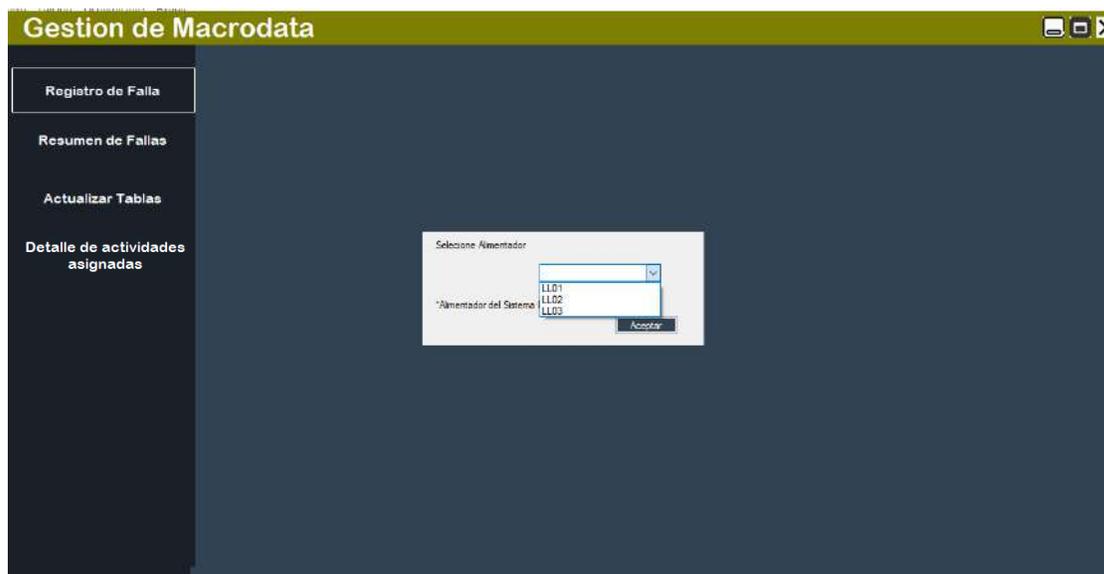
Fuente: *Elaboración propia*

4.5.2. Información y reporte del recierre al supervisor

El proceso inicia con el correcto registro y posterior reporte oportuno del recierre registrado en el SCADA por parte del SupELSE, identificando el alimentador en el cual se detectó la señal o alarma de falla.

Figura 4.25

Modulo para el registro y la ubicación de falla



Fuente: *Elaboración propia*

Con la información del alimentador, el Supervisor Else-Centro de control tendrá la tarea de aportar a la interfaz gráfica los valores de las 4 corrientes, Ir, Is, It e In, estas corrientes permitirán determinar qué tipo de falla fue la percibida y además de indicar la posible ubicación de la falla, apreciando la estructura NMT aguas arriba y la estructura NMT aguas abajo.

Los resultados mostrados en los “textbox”, son buscados en la base de datos con información anteriormente obtenida del cálculo de las corrientes de falla, que fueron obtenidos con la ayuda de la programación en DPL.

Una vez identificada el tramo entre le NMT aguas arriba y el NMT aguas abajo del alimentador, el Supervisor Else-Centro de control tendrá la opción de sugerir una actividad, siendo esta de no obligatoriedad.

Figura 4.26

Módulo de registro de falla y su detalle

The screenshot shows the 'Gestion de Macrodata' application window. The title bar reads 'GESTION DE MACRO DATA'. The main content area is titled 'Registro de fallas' and contains the following information:

- Alimentador de Usos:** LL02
- ID:** 2023FALLA0000040
- INGRESE EL VALOR DE LA FALLA POR FASE:**

R	S	T	Neutro
800	20	20	800
- UBICACIÓN FALLA:**

Cod. Aguas Arriba	R	S	T	Neutro
ESE004NMT005252	1079.92	103.280	31.438	620.74F
Cod. Aguas Abajo	R	S	T	Neutro
ESE004NMT019415	782.54	153.831	151.625	732.351

At the bottom, there are buttons for 'Ingreso y Actualización de Datos', 'Cargar Datos', 'Subir Coordenadas', 'Subir Fallas', 'Permitir', 'Coordenadas', and 'Fallas'. On the right side, there is a section for 'Acciones a realizar' with a 'Buscar Actividades' button.

Fuente: *Elaboración propia*

Luego se realiza el reporte al Supervisor de mantenimiento mediante un correo, el cual es de entrega inmediata detallando tipo de falla, corrientes registradas y los nodos de posible ubicación del evento, así como la actividad sugerida. El módulo de “Envío de Correo” permite además de, detallar automáticamente los atributos de la falla, adjuntar información complementaria como archivos de cualquier tipo de extensión.

Figura 4.27

Módulo para enviar correo y notificación de falla

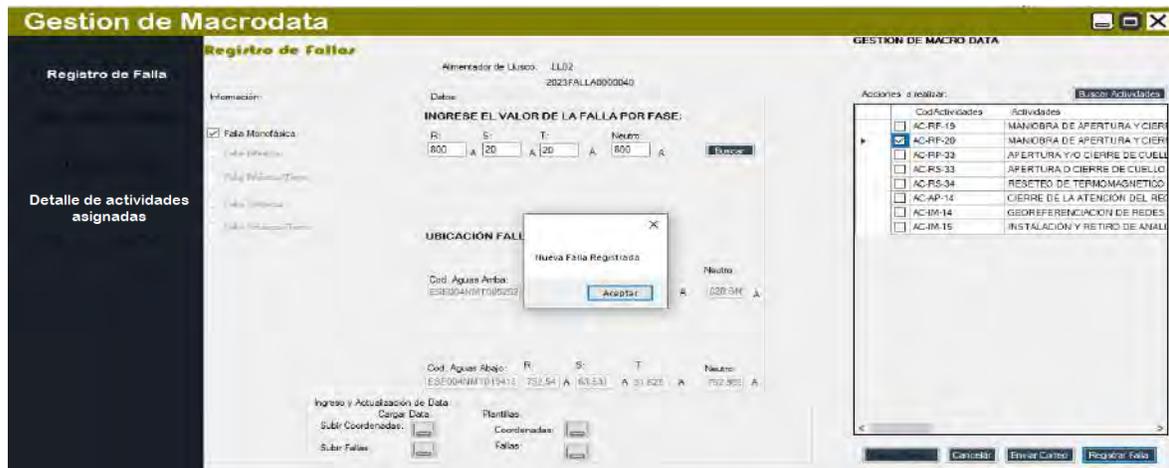
The screenshot displays the 'Gestion de Macrodata' application. The main window is titled 'Registro de Fallas' and shows details for a fault with code '2023FALLA0000040'. A modal window is open for sending an email notification. The email form includes fields for 'De:' (tsedmanuelange@gmail.com), 'Para:' (buselin@bbva.com.ec), and 'Asunto:' (Falla Registrada). The message body contains instructions to register a fault and lists activities to be performed. To the right, a table lists activities with checkboxes, and the 'AC-RF-20' activity is selected. The table is as follows:

CodActividades	Actividades
<input type="checkbox"/>	AC-RF-19 MANIOBRA DE APERTURA Y CIERRE
<input checked="" type="checkbox"/>	AC-RF-20 MANIOBRA DE APERTURA Y CIERRE
<input type="checkbox"/>	AC-RF-33 APERTURA Y/O CIERRE DE CUELLO
<input type="checkbox"/>	AC-RS-33 APERTURA O CIERRE DE CUELLO
<input type="checkbox"/>	AC-RS-34 RESETEO DE TERMOMAGNETICO
<input type="checkbox"/>	AC-AP-14 CIERRE DE LA ATENCIÓN DEL RES
<input type="checkbox"/>	AC-IM-14 GEOREFERENCIACION DE REDES
<input type="checkbox"/>	AC-IM-15 INSTALACION Y RETIRO DE ANAU

At the bottom of the interface, there are buttons for 'Enviar', 'Cancelar', 'Enviar Correo', and 'Registrar Falla'.

Fuente: *Elaboración propia*

Este proceso de registro de falla culmina, con la incorporación de la nueva falla en la base de datos del servidor SQL que tiene la capacidad de generar códigos de falla automáticamente enumerada conforme a los registros se van realizando en el Gestor de Macrodata.

Figura 4.28*Notificación de falla registrada***Fuente:** *Elaboración propia*

4.5.3. Programación de tareas por medio de una interfaz de gestión de actividades

Para continuar con el procedimiento de registro se asigna actividades para una verificación en campo, dependiendo del motivo, consecuencia o prevención de la situación se le asignará actividades requeridas en dicha situación.

El módulo de resumen de falla detalla las interrupciones registradas y todos sus atributos consignados en la creación de esta, las actividades asignadas a dichas fallas pueden ser editadas, si fuese el caso, haciendo doble “click” sobre la fila de la falla a la cual se desea asignarle o quitarle actividades, como dato no menor mencionar que este módulo es de uso exclusivo del supervisor de mantenimiento.

En el listado de fallas, se puede hacer una búsqueda por cualquier atributo que se detalla en el datagridview, siendo este el elemento de control gráfico que permite mostrar las fallas en una vista tabular.

Figura 4.29

Módulo de resumen de fallas y detalle

Gestion de Macrodata

Resumen de Fallas

Registrar

Actualizar

Cancelar

Buscar

IdFalla	NroFalla	lr	ls	lt	ln	NodoAbajo	NodoArriba	Fecha	TipoFalla	Año	Usuario	Alimentador
1	2023FALLA00000001	1	1	1	7	N44545	N6456565	1/01/2023	Monofásica Tierra	2023		LL01
9	2023FALLA00000002	8	1	1	78			09/03/2023 10:30:46 a. m.	Monofásica	2023		LL02
10	2023FALLA00000003	1	2	3	7			09/03/2023 10:37:41 a. m.	Monofásica Tierra	2023		LL03
11	2023FALLA00000004	1	2	3	7			09/03/2023 10:40:55 a. m.	Bifásica	2023		LL02
12	2023FALLA00000005	1	2	3	4			09/03/2023 10:42:48 a. m.		2023		LL01
13	2023FALLA00000006	3	3	3	3			09/03/2023 10:54:26 a. m.		2023		LL03
15	2023FALLA00000007									2023		LL01
16	2023FALLA00000008	1	1	1	100			09/03/2023 05:07:51 p. m.	Bifásica	2023		LL02
17	2023FALLA00000009	1.67	0.9	0.9	2	NMT007	NMT008	14/03/2023 12:39:17 p. m.	Monofásica	2023		LL03
19	2023FALLA00000010									2023		LL01
20	2023FALLA00000011									2023		LL02
21	2023FALLA00000012									2023		LL03
22	2023FALLA00000013									2023		LL01
24	2023FALLA00000014									2023		LL02
25	2023FALLA00000015									2023		LL03
26	2023FALLA00000016									2023		LL01
27	2023FALLA00000017									2023		LL02
30	2023FALLA00000018	1.5	1.6	1.7	1	NMT006	NMT006	15/03/2023 12:38:23 p. m.	Monofásica	2023		LL03
31	2023FALLA00000019	1.666	2	2	2	NMT007	NMT008	15/03/2023 12:45:31 p. m.	Monofásica	2023		LL01
33	2023FALLA00000020									2023		LL02
40	2023FALLA00000021									2023		LL03
41	2023FALLA00000022									2023		LL01
43	2023FALLA00000023	1.68	2	2	2	NMT007	NMT008	16/03/2023 12:45:19 p. m.	Monofásica	2023		LL02
46	2023FALLA00000024	1.66	1.77	5	5	NMT007	NMT008	16/03/2023 12:58:12 p. m.	Monofásica	2023		LL03
55	2023FALLA00000025									2023		LL01

Cancelar

Fuente: *Elaboración propia*

Al realizar doble “Click” sobre el datagridview, se realiza la redirección al módulo de “detalle de falla”, en el cual se puede visualizar las características y actividades asignadas a la falla, teniendo la posibilidad de editar las actividades o dispensar de ellas si fuera el caso.

Figura 4.30

Módulo de asignación de actividades

Gestion de Macrodata

Número de Falla: 2023FALLA0000001
 It: 1 It: 1
 In: 1 In: 7
 Tipo de Falla: Monofásica Tierra
 Nodo Arriba: N44545
 Nodo Abajo: N4456505

Id Registro	Falla	CodActividad	NombreActividad	Costo
63	2023FALLA0000...	AC-RP-33	APERTURA Y D...	523.00

Detalle de actividades asignadas

CodActividad	Actividad
<input type="checkbox"/> AL-RP-19	MANIOBRA DE APERTURA Y CIERRE DE SECCION...
<input type="checkbox"/> AC-RP-20	MANIOBRA DE APERTURA Y CIERRE DE SECCION...
<input type="checkbox"/> AC-RP-33	APERTURA Y/O CIERRE DE CUELLOS EN MT
<input type="checkbox"/> AC-RS-33	APERTURA O CIERRE DE CUELLO EN REDES AER
<input type="checkbox"/> AC-RS-34	RESETEO DE TERMOMAGNETICO EN TD
<input type="checkbox"/> AC-AP-14	CIERRE DE LA ATENCIÓN DEL RECLAMO EN EL SIT
<input type="checkbox"/> AC-IM-14	GEOREFERENCIACION DE REDES NO IDENTIFICAD
<input type="checkbox"/> AC-IM-15	INSTALACIÓN Y RETIRO DE ANALIZADOR DE RED

Fuente: *Elaboración propia*

Como último módulo tenemos el detalle de actividades que permite visualizar el comportamiento de los alimentadores a lo largo de los periodos y los años requeridos, incluso sacar un historial para reportes futuros, con la obtención de estos detalles se obtiene tareas más recurrentes, siendo base fundamental para la creación de planes de mantenimientos futuros de tipo correctivo, preventivo y predictivo de interés exclusivo del supervisor de mantenimiento.

Figura 4.31

Proceso exitoso de asignación de actividades a falla registrada

The screenshot shows the 'Gestion de Macrodata' application window. At the top, it displays fault information: 'Número de Falla: 2023FALLA0000001', 'Nodo Arriba: N44545', 'Tipo de Falla: (fisiológica Tierra)', 'Nodo Abajo: N845555', and 'Tipo de Tierra: (fisiológica Tierra)'. Below this is a table titled 'Detalle de actividades asignadas' with the following data:

IdRegistro	Falla	CodActividad	NombreActividad	Costo
10	2023FALLA0000	AC-RS-33	APERTURA O CI...	580 35
53	2023FALLA0000...	AC-RP-33	APERTURA Y/O...	523 00

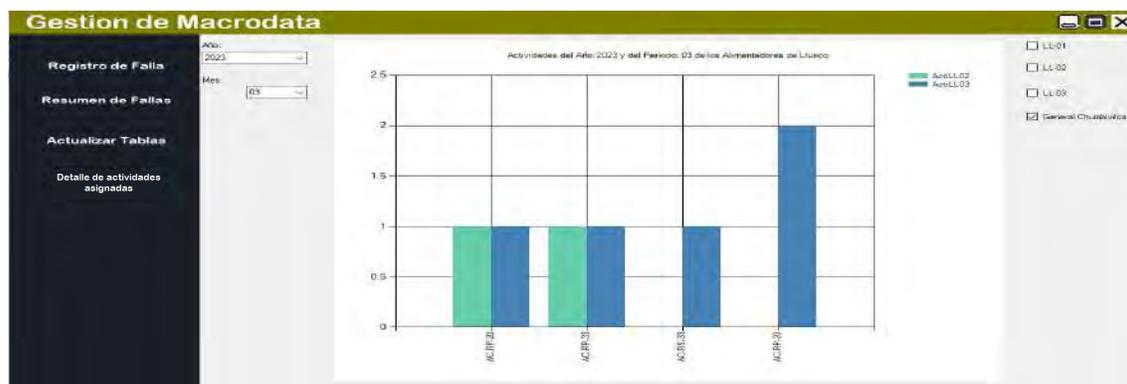
To the right, there is a list of activities with checkboxes. The checked activity is 'AC-RS-33 APERTURA O CIERRE DE CUELLOS EN MT'. Other activities include 'AC-RP-19 MANIOBRA DE APERTURA Y CIERRE DE SECCION', 'AC-RP-20 MANIOBRA DE APERTURA Y CIERRE DE SECCION', 'AC-RS-34 RESETEO DE TERMOMAGNETICO EN TD', 'AC-AP-14 CIERRE DE LA ATENCION DEL RECLAMO EN EL SI...', 'AC-IM-14 GEOREFERENCIACION DE REDES NO IDENTIFICA...', and 'AC-IM-15 INSTALACION Y RETIRO DE ANALIZADOR DE RED'.

Fuente: *Elaboración propia*

Para el módulo de “detalle de asignación de actividades” no se tiene un usuario exclusivo, ya que los tres usuarios tienen el acceso permitido. No obstante, se puede realizar resúmenes de comparación de los tres alimentadores cambiando el estado del “checkbox”, perteneciente a “General Chumbivilcas”, dando como resultado un detalle de comportamiento de los tres alimentadores simultáneamente.

Figura 4.32

Resumen y detalle de actividades registradas



Fuente: *Elaboración propia*

CAPÍTULO V

EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN PLANIFICADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CHUMBIVILCAS CON LA ALTERNATIVA PROPUESTA

5.1.Introducción

Luego de establecer las condiciones y requerimientos de la alternativa propuesta para el sistema en estudio, fue viable su implementación, así como la verificación de la mejora en la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas a través de los indicadores evaluados, como son el SAIDI, SAIFI, Criticidad y la cantidad de recierres.

Como se había mencionado anteriormente, el nivel de confiabilidad del sistema en estudio incrementa considerablemente con la implementación del MG_ELSE, es decir, se garantiza una mayor calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica. Adicionalmente, y como resultado del nuevo modelo de la operación planificada se presentan los nuevos resultados obtenidos al año 2022, en los cuales se aprecia mejora de los indicadores de calidad de suministros y que disminuyen a lo largo de la red en estudio.

Con el fin de validar todo lo anteriormente expuesto, se realizó el análisis para el año 2022 en cuanto a los indicadores de confiabilidad y la proyección de la operación planificada al año 2025 (SAIDI, SAIFI, Criticidad y recierres). El propósito de este capítulo radica en determinar todas las diferencias entre la operación planificada anterior y la futura.

5.2.Evaluación del nivel de confiabilidad del año 2022

Posterior a la implementación del módulo de gestión de macrodata se obtuvo información correspondiente al registro de interrupciones y recierres, los cuales permitieron

calcular los indicadores de la operación planificada para el periodo 2022 y se aprecia el siguiente comportamiento de los indicadores.

5.2.1. Cálculo de indicadores de confiabilidad del sistema en estudio

Del análisis realizado a la información obtenida de los reportes efectuados a OSINERMGIN (Anexo 1 y Anexo 2), se verifica mejoras considerables en los indicadores de SAIDI y SAIFI, obteniendo valores diferenciados en comparación a los años precedentes, por ejemplo, las fallas de tipo NC (No programada, por falla y por fenómenos naturales) para el año 2022 tiene una incidencia de 2.415 dentro del indicador SAIFI y 4.619 dentro del indicador SAIDI en el sistema eléctrico de Chumbivilcas.

Los valores calculados son de tipo semestral como indica la norma NTCSE, dicha norma menciona los lapsos de tiempo en los cuales estos indicadores deben ser calculados y presentados.

Además, se tuvo en consideración que, para el cálculo de indicadores, solo se toma en consideración la cantidad de clientes urbanos, reportados por la empresa Electro Sur Este S.A.A. en el año 2022 en 2 periodos semestrales.

Tabla 5.1

Cantidad de clientes reportados en el ANEXO 2 de los alimentadores en estudio

AÑO	2022 (Total de clientes)	
	1er Semestre	2do Semestre
<i>AMT</i>		
<i>LL01</i>	2352	2436
<i>LL02</i>	8925	9018
<i>LL03</i>	4730	5269

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 5.2

Cálculo de SAIDI y SAIFI por tipificación de la ocurrencia de interrupción correspondiente al año 2022

SEMESTRE	ALIMENTADOR	Usuarios afectados	Horas suministro	SAIFI	SAIDI	Clientes AMT	SAIFI						SAIDI					
							NC: No programado, fenómenos naturales	NF: No programado, falla	NO: No programado, operación	NT: No programado, acción de terceros	PE: Programado, expansión o reforzamiento	PM: Programado: mantenimiento	NC: No programado, fenómenos naturales	NF: No programado, falla	NO: No programado, operación	NT: No programado, acción de terceros	PE: Programado, expansión o reforzamiento	PM: Programado: mantenimiento
1° Semestre 2022																		
Ene-22	LL01	762	50.59	0.32	0.02	2352	0.000	0.324	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.022	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	4896	3848.74	0.55	0.43	8925	0.051	0.000	0.000	0.000	0.000	0.497	0.062	0.000	0.000	0.000	0.000	0.369
	LL03	4731	4257.90	1.00	0.90	4730	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.900
Feb-22	LL01	3070	1530.56	1.31	0.65	2352	0.054	0.104	0.000	1.000	0.000	0.148	0.028	0.342	0.000	0.133	0.000	0.148
	LL02	12428	6908.47	1.39	0.77	8925	0.120	0.024	0.000	1.000	0.000	0.249	0.174	0.019	0.000	0.133	0.000	0.448
	LL03	4731	630.78	1.00	0.13	4730	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.133	0.000	0.000
Mar-22	LL01	351	502.43	0.15	0.21	2352	0.149	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.214	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	1873	1859.65	0.21	0.21	8925	0.181	0.009	0.002	0.000	0.017	0.000	0.197	0.004	0.001	0.000	0.006	0.000
	LL03	116	122.13	0.02	0.03	4730	0.025	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.026	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Abr-22	LL01	25	31.67	0.01	0.01	2352	0.011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

	LL02	956	5118.00	0.11	0.57	8925	0.053	0.000	0.000	0.000	0.000	0.055	0.084	0.000	0.000	0.000	0.000	0.489
	LL03	0	0.00	0.00	0.00	4730	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
May-22	LL01	1927	5890.05	0.82	2.50	2352	0.000	0.000	0.146	0.673	0.000	0.000	0.000	0.000	0.183	2.321	0.000	0.000
	LL02	15467	5938.63	1.73	0.67	8925	0.000	0.736	0.272	0.000	0.263	0.461	0.000	0.147	0.169	0.000	0.142	0.207
	LL03	4730	3750.85	1.00	0.79	4730	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.793	0.000	0.000	0.000	0.000
Jun-22	LL01	1752	2967.26	0.74	1.26	2352	0.000	0.000	0.000	0.000	0.745	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.262	0.000
	LL02	6637	5184.81	0.74	0.58	8925	0.007	0.736	0.000	0.000	0.000	0.000	0.025	0.556	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	0	0.00	0.00	0.00	4730	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2° Semestre 2022																		
Jul-22	LL01	3664	22892.80	1.50	9.40	2436	0.034	0.000	0.000	0.000	0.000	1.470	0.022	0.000	0.000	0.000	0.000	9.376
	LL02	9942	9965.41	1.10	1.11	9018	0.168	0.000	0.067	0.000	0.000	0.868	0.525	0.000	0.038	0.000	0.000	0.542
	LL03	3581	15343.58	0.68	2.91	5269	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.680	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.912
Ago-22	LL01	1794	1418.82	0.74	0.58	2436	0.051	0.000	0.686	0.000	0.000	0.000	0.034	0.000	0.548	0.000	0.000	0.000
	LL02	4951	16558.65	0.55	1.84	9018	0.035	0.092	0.000	0.092	0.081	0.248	0.114	0.062	0.000	0.109	0.163	1.389
	LL03	0	0.00	0.00	0.00	5269	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Set-22	LL01	102	144.50	0.04	0.06	2436	0.042	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.059	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	17435	99957.07	1.93	11.08	9018	0.170	0.092	0.134	0.092	1.445	0.000	0.390	0.468	0.502	0.097	9.628	0.000
	LL03	54	119.70	0.01	0.02	5269	0.000	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
Oct-22	LL01	1193	892.52	0.49	0.37	2436	0.057	0.101	0.000	0.000	0.000	0.332	0.100	0.148	0.000	0.000	0.000	0.119
	LL02	1008	2192.26	0.11	0.24	9018	0.112	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.243	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	167	315.50	0.03	0.06	5269	0.010	0.021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.019	0.041	0.000	0.000	0.000	0.000
Nov-22	LL01	1419	2185.10	0.58	0.90	2436	0.197	0.064	0.000	0.000	0.000	0.321	0.652	0.044	0.000	0.000	0.000	0.201
	LL02	10611	15505.04	1.18	1.72	9018	0.273	0.737	0.146	0.000	0.000	0.021	0.617	0.893	0.146	0.000	0.000	0.063
	LL03	297	471.97	0.06	0.09	5269	0.056	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.090	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Dic-22	LL01	2587	4129.06	1.06	1.70	2436	0.276	0.101	0.000	0.686	0.000	0.000	0.437	0.790	0.000	0.468	0.000	0.000
	LL02	1779	3066.18	0.20	0.34	9018	0.197	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.340	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL03	451	810.00	0.09	0.15	5269	0.086	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.154	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Fuente: *Elaboración propia*

Como se puede visualizar en la tabla 5.2, las interrupciones del tipo NC (No programada, por falla y por fenómenos naturales) tuvieron una incidencia menor en el aporte al SAIDI y SAIFI en los alimentadores, así mismo, se identifica que estas interrupciones corresponden a fallas suscitadas a lo largo de las troncales de las redes eléctricas del sistema en estudio, ya que, como respuesta ante este tipo de perturbaciones, los equipos de protección de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 rechazan la totalidad de los suministros.

La magnitud de los indicadores SAIDI y SAIFI del año 2022 se encuentran dentro de las tolerancias y metas establecidas por OSINERGMIN y Electro Sur Este S.A.A, se verifica que el valor de 5.664 de SAIFI para el año 2021 con falla de tipo NC (No programada, por falla y por fenómenos naturales) mejoró a un valor de 2.415 al año 2022, y de un valor de 23.726 de SAIDI para el año 2021 con falla de tipo NC (No programada, por falla y por fenómenos naturales) a un valor de 4.619 al año 2022.

5.2.2. Actuaciones por recierres en el sistema en estudio para el año 2022

Ante una falla transitoria suscitada en las troncales de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03, se efectuó el cálculo de los indicadores de SAIDI y SAIFI teniendo en consideración los recierres ocurridos en cada alimentador.

Para obtener la cantidad de recierres, se debe efectuar el conteo de las actuaciones de los equipos, a partir del historial de eventos obtenidos de los relés correspondiente a cada AMT, se toma las siguientes consideraciones:

- Se considera recierre solo a las actuaciones por protección (fallas a tierra o fallas entre fases).
- Se considera recierre a los intervalos de tiempo de 1s – 10s, entre las posiciones de apertura y cierre del reconectador.
- Las actuaciones que culminan el ciclo de recierre y posterior bloqueo (Lockout)

no se consideran recierres.

Tabla 5.3

Cantidad de recierres por periodo mensual (2022) y por alimentador del sistema en estudio

<i>ALIMENTADOR</i>		<i>LL-01</i>	<i>LL-02</i>	<i>LL-03</i>
<i>Año</i>	<i>Periodo</i>	<i>Cantidad/Periodo</i>	<i>Cantidad/Periodo</i>	<i>Cantidad/Periodo</i>
2022	Enero	6	1	9
	Febrero	10	1	5
	Marzo	10	1	5
	Abril	0	0	1
	Mayo	2	0	3
	Junio	0	0	0
	Julio	0	0	1
	Agosto	0	0	1
	Setiembre	0	0	2
	Octubre	1	0	2
	Noviembre	1	0	2
	Diciembre	2	2	4

Fuente: *Elaboración propia*

5.2.3. *Cálculo de indicadores de confiabilidad del sistema en estudio incluido recierres*

Con la información de la tabla 5.3, se obtuvo el nivel de confiabilidad de los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 del año 2022.

Se debe tener en consideración que, para el cálculo de indicadores del año 2022, solo se toma la cantidad de clientes urbanos reportados por la empresa Electro Sur Este S.A.A. como se muestra en la tabla 5.4

Tabla 5.4

Cantidad de clientes reportados en el ANEXO 2 de los alimentadores en estudio

<i>AMT</i>	<i>AÑO 2022 (Total de clientes)</i>	
	<i>1er Semestre</i>	<i>2do Semestre</i>
<i>LL01</i>	2352	2436
<i>LL02</i>	8925	9018
<i>LL03</i>	4730	5269

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 5.5

Cálculo de SAIDI y SAIFI por tipificación de la ocurrencia de interrupción correspondiente al año 2022

SEMESTRE	ALIMENTADOR	Usuarios afectados	Horas suministro	SAIFI	SAIDI	Clientes AMT	SAIFI						SAIDI					
							NC: No programado, fenómenos naturales	NF: No programado, falla	NO: No programado, operación	NT: No programado, acción de terceros	PE: Programado, expansión o reforzamiento	PM: Programado: mantenimiento	NC: No programado, fenómenos naturales	NF: No programado, Falla	NO: No programado, operación	NT: No programado, acción de terceros	PE: Programado, expansión o reforzamiento	PM: Programado: mantenimiento
1° Semestre 2022 Incluido Recierres																		
Ene-22	LL01	762	50.59	6.32	0.02	2352	6.000	0.324	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.022	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	4896	3848.74	1.55	0.43	8925	1.051	0.000	0.000	0.000	0.000	0.497	0.063	0.000	0.000	0.000	0.000	0.369
	LL03	4731	4257.90	10.00	0.91	4730	9.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.900
Feb-22	LL01	3070	1530.56	11.31	0.65	2352	10.054	0.104	0.000	1.000	0.000	0.148	0.031	0.342	0.000	0.133	0.000	0.148
	LL02	12428	6908.47	2.39	0.77	8925	1.120	0.024	0.000	1.000	0.000	0.249	0.175	0.019	0.000	0.133	0.000	0.448
	LL03	4731	630.78	6.00	0.13	4730	5.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.133	0.000	0.000
Mar-22	LL01	351	502.43	10.15	0.22	2352	10.149	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.216	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	LL02	1873	1859.65	1.21	0.21	8925	1.181	0.009	0.002	0.000	0.017	0.000	0.197	0.004	0.001	0.000	0.006	0.000
	LL03	116	122.13	5.02	0.03	4730	5.025	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Abr-22	LL01	25	31.67	0.01	0.01	2352	0.011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

La disminución de los indicadores SAIDI y SAIFI se debe principalmente a que la operación planificada ofrece una mejor respuesta ante recierres con la coordinación y asignación de actividades en tiempo real, además de notificar la ubicación de falla aproximada a los involucrados, así como también la atención de averías, en tiempos menores a los acostumbrados. Gracias a la información brindada por el módulo gestor (MG_ELSE) y con las actividades adicionales a las realizadas comúnmente, se puede visualizar una menor cantidad de afectación y duración a los suministros ante recierres.

5.3.Evaluación del nivel de criticidad del año 2022

Se evaluó la criticidad en los alimentadores de la S.E. Llusco mediante el cálculo de la “Matriz de criticidad de un AMT”, con el reporte de parámetros SAIFI y SAIDI del sistema eléctrico de Chumbivilcas y los recierres de los equipos de protección de los AMT, con la finalidad de verificar que estos cumplan con los criterios y estándares de calidad y eficiencia establecidos, en la NTCSE y el PROC 074-2004-OS/CD.

Tabla 5.6

Criticidad de los AMT's LL01, LL02 y LL03 correspondiente al año 2022

Cod instalación que Salió	Alimentador (AMT)	Cantidad de interrupciones	Usuarios Afectados (Promedio)	%Nro. Usuarios	Tiempo acumulado de interrupción	Criticidad (Matriz)	calificación de criticidad
5002054	LL01	7	19	0.779967159	9.81667	6	MEDIO CRITICO
5002497	LL01	7	840	34.50035186	7.48222877	12	CRITICO
5002848	LL01	6	247	10.11904762	18.5689064	9	MEDIO CRITICO
LL01	LL01	33	2394	98.27586207	0.14221889	12	CRITICO
Cod instalación que Salió	Alimentador (AMT)	Cantidad de interrupciones	Usuarios Afectados (Promedio)	%Nro. Usuarios	Tiempo acumulado de interrupción	Criticidad (Matriz)	calificación de criticidad
5001282	LL02	12	212	2.353626081	42.58333	9	MEDIO CRITICO
5001286	LL02	7	63	0.701771061	19.13333	9	MEDIO CRITICO
5001698	LL02	5	205	2.271013528	10.95	6	MEDIO CRITICO

5001816	LL02	9	126	1.395973485	15.43333	9	MEDIO CRITICO
5002556	LL02	2	6166	68.37436239	1.67162177	6	MEDIO CRITICO
5003251	LL02	5	27	0.299401198	8.61667	6	MEDIO CRITICO
5003272	LL02	5	833	9.237081393	11.81917	6	MEDIO CRITICO
LL02	LL02	10	5411	59.99889111	2.30857415	9	MEDIO CRITICO
Cod instalación que Salió	Alimentador (AMT)	Cantidad de interrupciones	Usuarios Afectados (Promedio)	%Nro. Usuarios	Tiempo acumulado de interrupción	Criticidad (Matriz)	calificación de criticidad
5002113	LL03	8	52.5	0.996394003	10.25001	6	MEDIO CRITICO
LL03	LL03	51	5000	94.89150376	0.9407658	12	CRITICO

Fuente: *Elaboración propia*

En el capítulo 3 se obtuvieron resultados con valores de “MUY CRÍTICO”, siendo un reflejo de las anteriores condiciones operativas del sistema eléctrico; con la implementación del gestor de macrodata (MG_ELSE) para el año 2022, en los tres alimentadores se aprecian disminuciones considerables en el resultado de la matriz de criticidad; por ejemplo, el AMT LL-03 paso de tener un valor de criticidad de 16 para el año 2021, a un valor de 12 para el año 2022.

Y para el AMT LL-02, se aprecia la disminución de criticidad de manera considerable, se obtuvo valores entre 6 y 9 para el año 2022 en comparación a los valores obtenidos para los años 2020 y 2021 que oscilaba entre 6 y 36.

5.4. Determinación de la operación planificada para el año 2022

La determinación de la operación planificada del sistema eléctrico Chumbivilcas realizado para el año 2022, se enfocó en el proceso para la atención de las interrupciones, programación de actividades y la operación de las redes eléctricas, el cual integra las variables o indicadores de SAIDI y SAIFI (medida de la confiabilidad del sistema eléctrico), la criticidad de las redes eléctricas (indica en que secciones de línea se debe poner atención o la destinación de recursos) y la cantidad de recierres registrados en cada uno de los AMT; esto demostró que una buena planificación y coordinación por parte del personal involucrado puede otorgar un servicio seguro y confiable y con un alto nivel de mitigación de deficiencias.

A continuación, se muestra la tabla con la determinación de la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas para el año 2022.

Tabla 5.7

Determinación de la operación planificada – año 2022

<i>Operación planifica del sistema eléctrico de Chumbivilcas al año 2022</i>						
<i>ALIMENTADOR</i>	<i>LL01</i>		<i>LL02</i>		<i>LL03</i>	
<i>Criticidad</i>	12 (CRITICO)		9 (MEDIO CRITICO)		12 (CRITICO)	
<i>PERIODO</i>	<i>2022-1</i>	<i>2022-2</i>	<i>2022-1</i>	<i>2022-2</i>	<i>2022-1</i>	<i>2022-2</i>
<i>SAIFI general de fallas</i>	28.21	4.66	3.41	2.95	23.02	12.15
<i>SAIDI general de fallas</i>	0.26	1.31	0.54	2.23	0.04	0.27
<i>Cantidad de recierres registrados</i>	32		5		35	

Fuente: *Elaboración propia*

5.5. Proyección de actuaciones de recierres al año 2025

Con la información obtenida y determinada en los capítulos 3 y 4 respectivamente sobre la cantidad de recierres, se efectuó la proyección al año 2025 para validar que la incorporación de un módulo de gestión ayuda a determinar la localización de las deficiencias que ocasionan las fallas transitorias, logrando así efectuar trabajos correctivos antes de que se vuelva a generar

nuevas interrupciones transitorias y/o permanente en el mismo punto, logrando reducir la cantidad de recierres al año 2025.

Se realizó la estimación con la herramienta de regresión exponencial, con el que se buscó obtener un coeficiente de correlación (R) el cual se ajuste mejor a la curva de cada alimentador, evaluando individualmente cada alimentador LL-01, LL-02 y LL-03. Las curvas obtenidas tienen un decrecimiento no lineal con respecto a los años transcurridos acercándose a cero, de tal forma que el número de recierres nunca llegaría a ser negativa, lo cual es totalmente lógico y razonable. Para considerar aceptable la proyección se buscó valores del coeficiente de correlación (R) entre 0.90 y 1 ya que según autores los valores de correlación que se encuentran en este rango tienen una escala de excelente $R = 0.9 \leq R < 1$ (Martínez Ortega, Tuya Pendás, Martínez Ortega, Pérez Abreu, & María Cánovas, 2009) ya que ello garantiza la proyección de nuestros resultados con un alto nivel de fiabilidad para los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03 al año 2025. Así mismo de las ecuaciones obtenidas en las proyecciones se verifica unas “tasas de crecimiento” con valores negativos lo que demuestra una tendencia decreciente, demostrando la mejora obtenida con la implementación del MG_ELSE.

Tabla 5.8

Proyección de recierres al año 2025

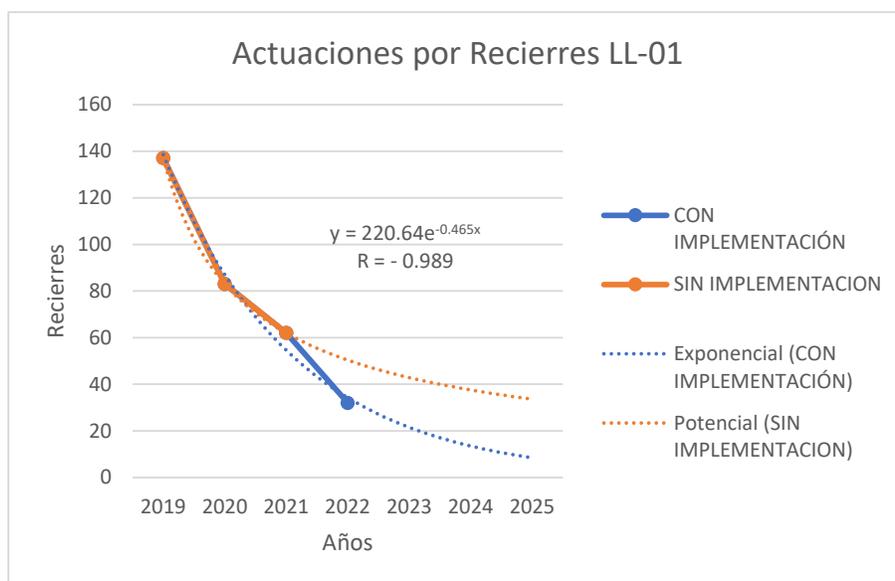
Año	Actuaciones por Recierres LL-01	Actuaciones por Recierres LL-02	Actuaciones por Recierres LL-03
2019	137	297	83
2020	83	69	62
2021	62	71	39
2022	32	5	35
2023	21	2	24
2024	13	0	18
2025	8	0	13

Fuente: *Elaboración propia*

Para el AMT LL-01, se tiene un R de -0.989 el cual indica una correlación negativa muy fuerte y que los datos por actuaciones de recierre se ajusta a la función exponencial, por tanto, se puede hacer proyecciones con la misma. Además, se tiene que durante el periodo del año 2019 al 2022, se observa un decrecimiento en promedio de 46.5% al número de actuaciones por recierre, obteniendo este valor de la “tasa de crecimiento” equivalente a -0.465.

Figura 5.1

Proyección con regresiones exponenciales de actuaciones por recierres (AMT LL-01)

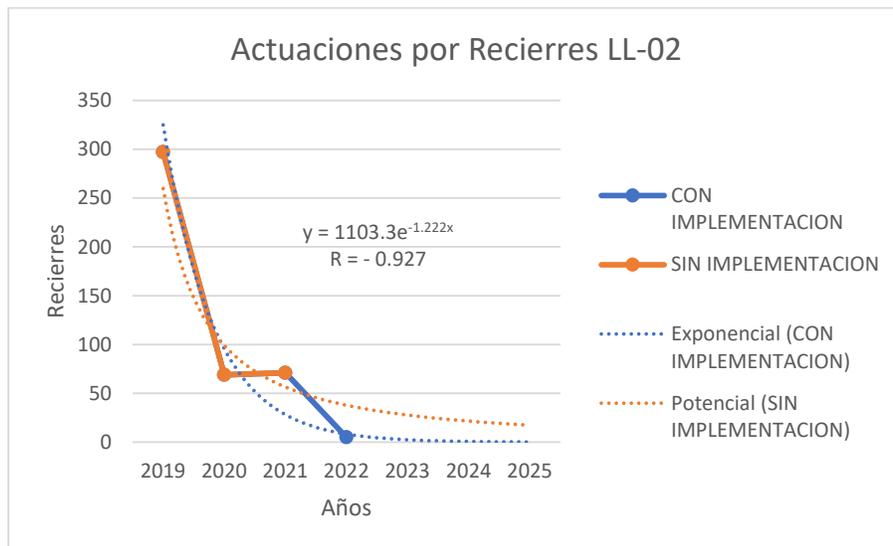


Fuente: *Elaboración propia*

Para el alimentador LL-02, se tiene un R de -0.927 el cual indica una correlación negativa muy fuerte y que los datos por actuaciones de recierre se ajustan a la función exponencial, por tanto, se puede hacer proyecciones con la misma. Además, se tiene que durante el periodo del año 2019 al 2022 se observa un decrecimiento en promedio de 122.2% al número de actuaciones por recierre, obteniéndose este valor de la “tasa de crecimiento” equivalente a -1.222.

Figura 5.2

Proyección con regresiones exponenciales de actuaciones por recierres (AMT LL-02)

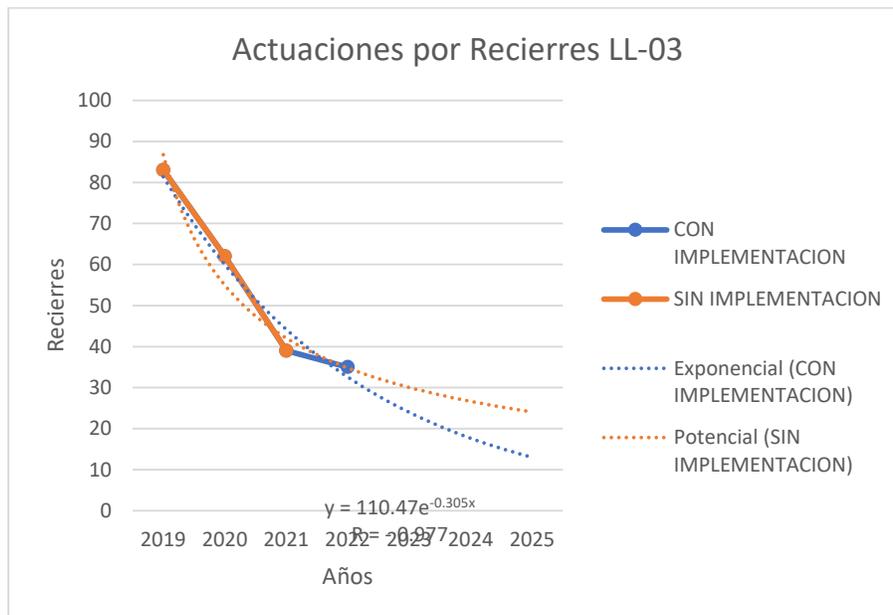


Fuente: *Elaboración propia*

Para el alimentador LL-03, se tiene un R de -0.977, lo cual indica una correlación negativa muy fuerte y que los datos por actuaciones de recierre se ajustan a la función exponencial, por tanto, se puede hacer proyecciones con la misma. Además, se tiene que durante el periodo del año 2019 al 2022 se observa un decrecimiento en promedio de 30.5% al número de actuaciones por recierre, obteniéndose este valor de la “tasa de crecimiento” equivalente a -0.305.

Figura 5.3

Proyección con regresiones exponenciales de actuaciones por recierres (AMT LL-03)



Fuente: *Elaboración propia*

5.6. Proyección de valores de SAIDI y SAIFI para fallas de tipo NC: “No programado, fenómenos naturales” al año 2025

La determinación de los valores de SAIDI y SAIFI para los años anteriores de la implementación y también del año en evaluación, se desarrolló con criterios ya establecidos, y dichos resultados se utilizaron para realizar las proyecciones de los indicadores, el conjunto de resultados provenientes de los cálculos realizados ayuda a elaborar la evolución futura del comportamiento del SAIDI y SAIFI, con todo ello se está haciendo referencia a la estimación de los indicadores para el año 2025.

Además, de acuerdo con el análisis realizado en los capítulos 3 y 4, se verificó que la mayor contribución a los valores de SAIDI y SAIFI, fue producto del aporte de las fallas de tipo NC (No programadas – Fenómenos Naturales), por ello se efectuó la proyección de los

valores de SAIDI y SAIFI de las fallas de tipo NC al año 2025 logrando validar nuestros objetivos con la incorporación del MG_ELSE y poder comprobar la hipótesis planteada.

De la proyección realizada a través de la estimación exponencial, el coeficiente de determinación R^2 que se ajusta mejor a la curva es aquel que se aproxima a uno, garantizando de esta manera la proyección de nuestros resultados con un alto nivel de fiabilidad para los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03.

Así mismo, de la proyección para el alimentador LL-01, se verifica una tendencia decreciente durante el periodo observado desde el año 2019 al 2025 aplicando la ecuación de proyección exponencial, esta aseveración se puede comprobar al revisar el exponente que comprende la “tasa de crecimiento” obteniendo para los últimos 7 años un decrecimiento de 55% para el SAIFI y de 62.4% para el SAIDI todo ello para fallas de tipo NC.

Tabla 5.9

Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 sin recierres (AMT LL-01)

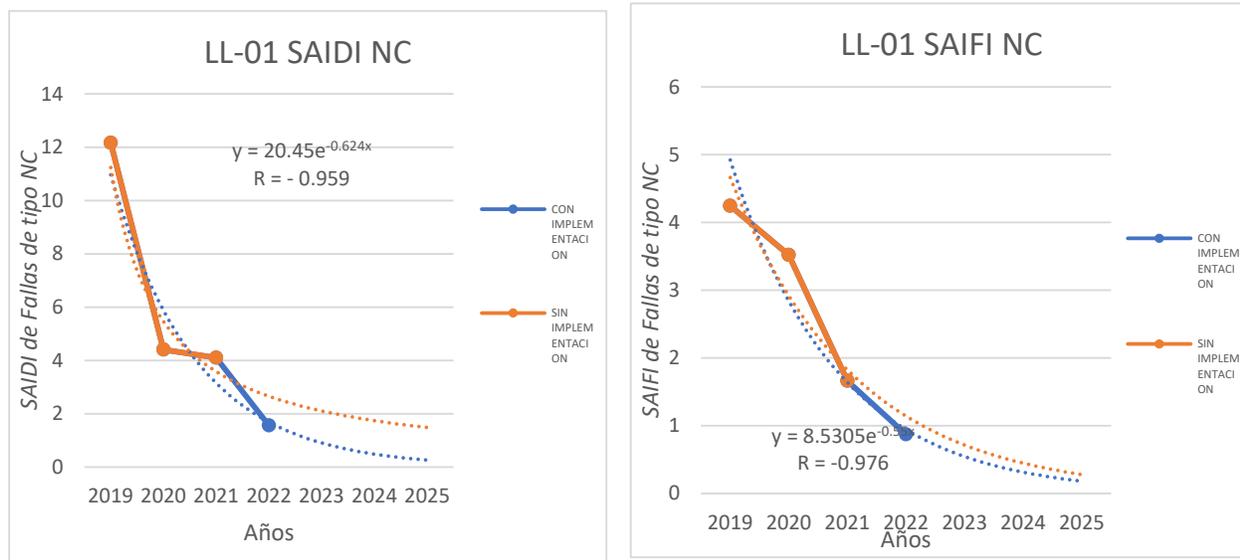
ALIMENTADOR LL01	SAIFI	SAIDI
2019	4.244	12.163
2020	3.519	4.407
2021	1.662	4.101
2022	0.871	1.559
2023	0.545	0.903
2024	0.315	0.484
2025	0.182	0.259

Fuente: *Elaboración propia*

Y como complemento se puede apreciar que con la aplicación de una regresión de tipo exponencial se obtuvo un R de -0.976 en la proyección de SAIFI y un valor de -0.959 en la extrapolación de SAIDI.

Figura 5.4

Proyección de SAIDI y SAIFI de Fallas de tipo NC al año 2025 sin recierres (AMT LL-01)



Fuente: Elaboración propia

Continuando de la proyección para el alimentador LL-02, se verifica una tendencia decreciente durante el periodo observado desde el año 2019 al 2025 aplicando la ecuación de proyección potencial, esta aseveración se puede comprobar al revisar el exponente que comprende la “tasa de crecimiento” obteniendo para los últimos 7 años un decrecimiento de 61% para el SAIFI y de 40% para el SAIDI todo ello para fallas de tipo NC.

Tabla 5.10

Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 sin recierres (AMT LL-02)

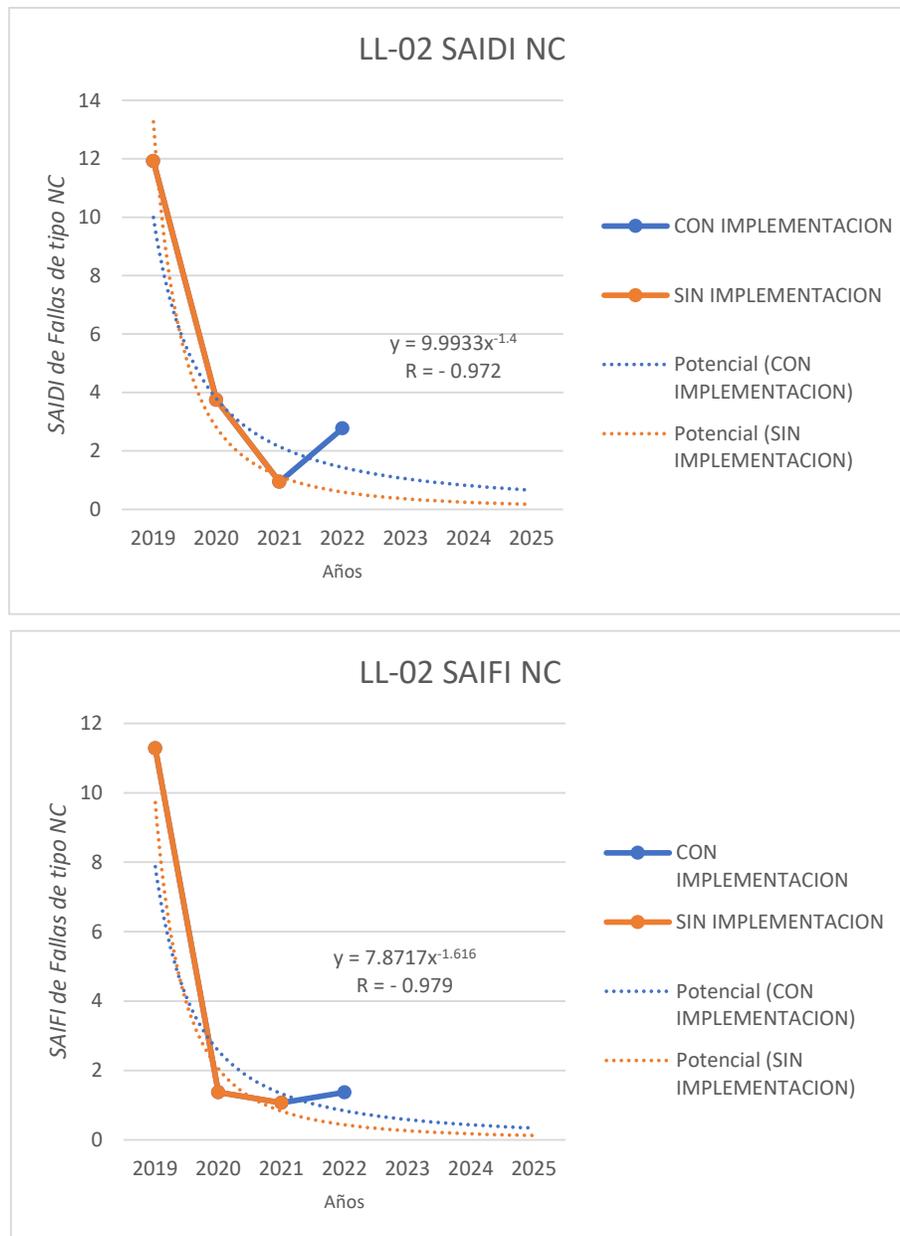
ALIMENTADOR LL02	SAIFI	SAIDI
2019	11.281	11.924
2020	1.371	3.743
2021	1.068	0.942
2022	1.367	2.771
2023	0.584	1.050
2024	0.435	0.813
2025	0.339	0.655

Fuente: Elaboración propia

Y como complemento se puede apreciar que con la aplicación de una regresión de tipo exponencial se obtuvo un R de -0.979 en la proyección de SAIFI y un valor de -0.972 en la extrapolación de SAIDI.

Figura 5.5

Proyección con regresiones exponenciales de SAIDI y SAIFI de Fallas de tipo NC al año 2025 sin recierres (AMT LL-02)



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, de la proyección para el alimentador LL-03, se verifica una tendencia decreciente durante el periodo observado desde el año 2019 al 2025 aplicando la ecuación de proyección exponencial, esta aseveración se puede comprobar al revisar el exponente que comprende la “tasa de crecimiento” obteniendo para los últimos 7 años un decrecimiento de 69.6% para el SAIFI y de 88.7% para el SAIDI todo ello para fallas de tipo NC.

Tabla 5.11

Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 sin recierres (AMT LL-03)

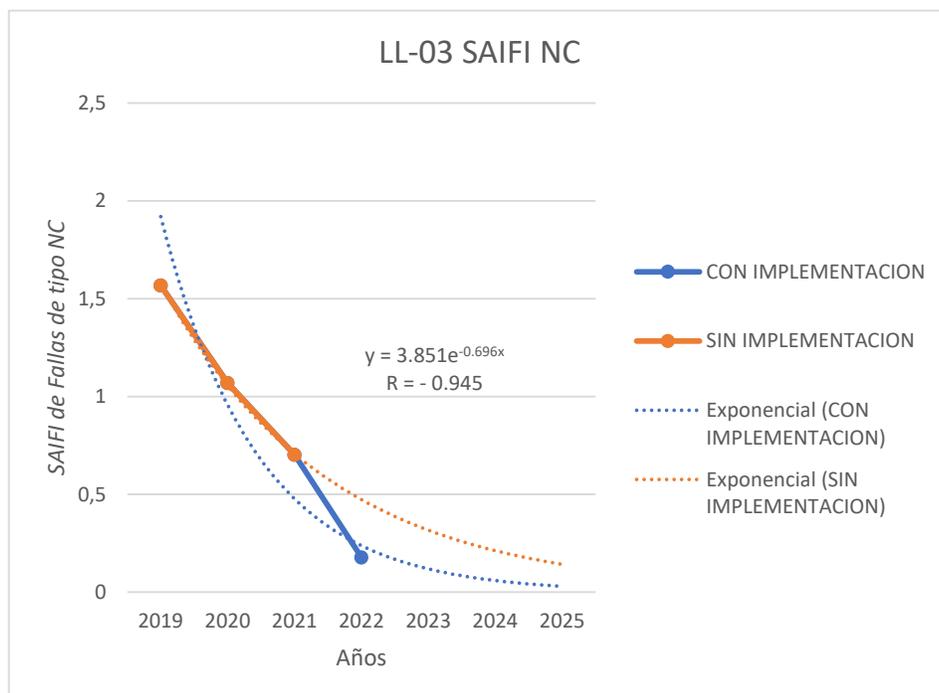
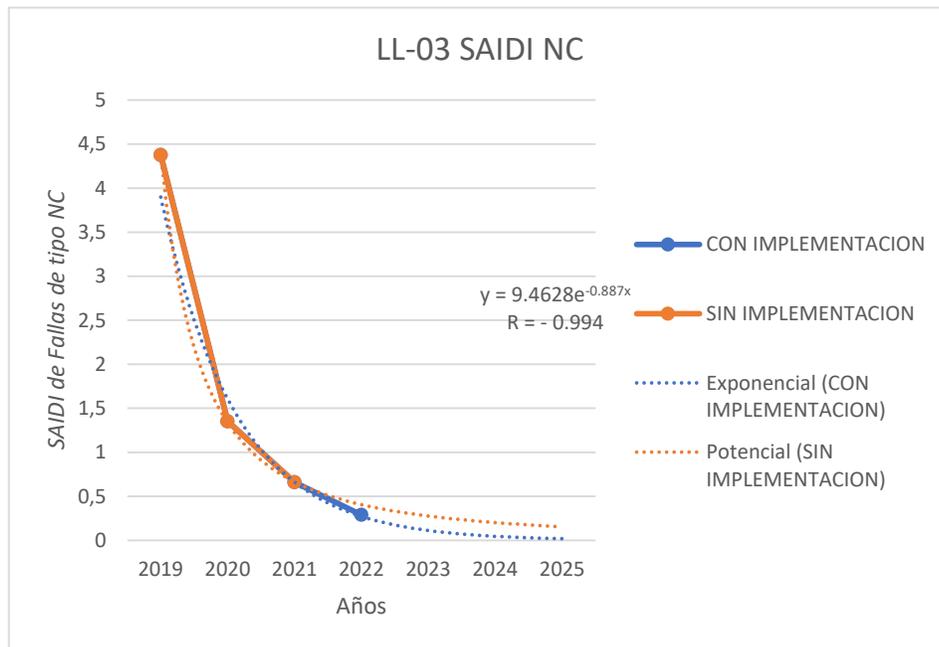
ALIMENTADOR LL03	SAIFI	SAIDI
2019	1.567	4.375
2020	1.069	1.352
2021	0.702	0.66
2022	0.177	0.289
2023	0.119	0.2184
2024	0.059	0.1543
2025	0.029	0.1151

Fuente: *Elaboración propia*

Y como complemento se puede apreciar que con la aplicación de una regresión de tipo exponencial se obtuvo un R de -0.945 en la proyección de SAIFI y un valor de -0.994 en la extrapolación de SAIDI.

Figura 5.6

Proyección con regresiones exponenciales de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 sin recierres (AMT LL-03)



Fuente: *Elaboración propia*

5.7. Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC:” No programado, fenómenos naturales” al año 2025 incluido los recierres

La determinación de los valores de SAIDI y SAIFI que incluyen el análisis con recierres, para los años anteriores de la implementación y también del año en evaluación, se desarrolló con criterios ya establecidos, y dichos resultados se utilizaron para realizar las proyecciones de los indicadores considerando las actuaciones por recierres, el conjunto de resultados provenientes de los cálculos realizados permite realizar una evolución futura del comportamiento del SAIDI y SAIFI más recierres, con todo ello se está haciendo referencia a la estimación de los indicadores para el año 2025.

Además, de acuerdo con el análisis realizado en los capítulos 3 y 4 se verificó que la mayor contribución a los valores de SAIDI y SAIFI incluido recierres fue producto del aporte de las fallas de tipo NC (No programadas – Fenómenos Naturales), por ello se efectuó la proyección de los valores de SAIDI y SAIFI de las fallas de tipo NC al año 2025 considerando los recierres, logrando validar nuestros objetivos con la incorporación del MG_ELSE y poder comprobar la hipótesis planteada.

De la proyección realizada a través de la estimación exponencial, el coeficiente de determinación R^2 que se ajusta mejor a la curva es aquel que se aproxima a uno, garantizando de esta manera la proyección de nuestros resultados con un alto nivel de fiabilidad para los AMT's LL-01, LL-02 y LL-03.

Así mismo de la proyección para el alimentador LL-01 se verifica una tendencia decreciente durante el periodo observado desde el año 2019 al 2025 en aplicando la ecuación de proyección exponencial, esta aseveración se puede comprobar al revisar el exponente que comprende la “tasa de crecimiento” obteniendo para los últimos 7 años un decrecimiento de

46.8% para el SAIFI y de 62.2% para el SAIDI todo ello para fallas de tipo NC, estos dos análisis considerando actuaciones por recierres.

Tabla 5.12

Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 incluido recierres (AMT LL-01)

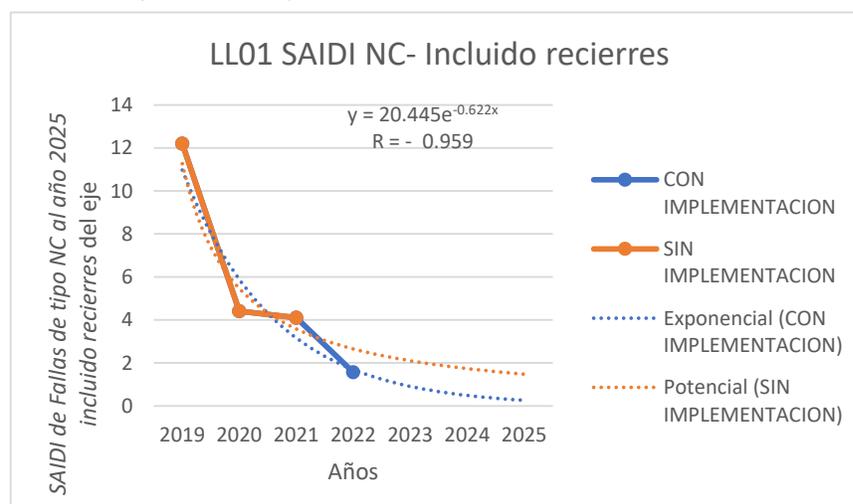
ALIMENTADOR LL01	SAIFI Suma de NC: No Programado, Fenómenos Naturales	SAIDI Suma de NC: No Programado, Fenómenos Naturales ²
2019	141.244	12.199
2020	86.519	4.407
2021	63.662	4.101
2022	32.871	1.569
2023	22.073	0.912
2024	13.824	0.490
2025	8.657	0.263

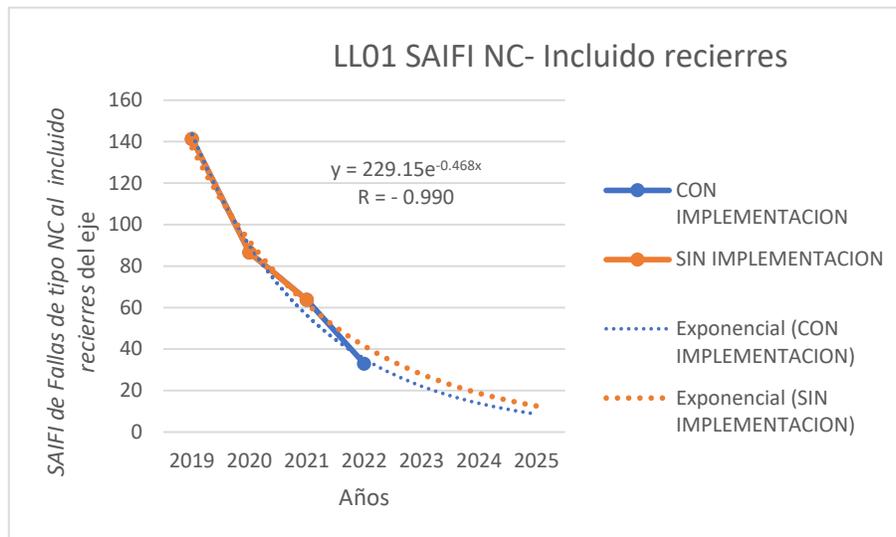
Fuente: *Elaboración propia*

Y como complemento se puede apreciar que con la aplicación de una regresión de tipo exponencial se obtuvo un R de -0.990 en la proyección de SAIFI y un valor de -0.959 en la extrapolación de SAIDI.

Figura 5.7

Proyección con regresiones exponenciales de SAIDI y SAIFI de Fallas de tipo NC al año 2025 incluido recierres (AMT LL-01)





Fuente: *Elaboración propia*

Continuando de la proyección para el alimentador LL-02 se verifica una tendencia decreciente durante el periodo observado desde el año 2019 al 2025 aplicando la ecuación de proyección potencial, esta aseveración se puede comprobar al revisar el exponente que comprende la “tasa de crecimiento” obteniendo para los últimos 7 años un decrecimiento de 238.7% para el SAIFI y de 139.9% para el SAIDI todo ello para fallas de tipo NC, estos dos análisis considerando actuaciones por recierres.

Tabla 5.13

Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 incluido recierres (AMT LL-02)

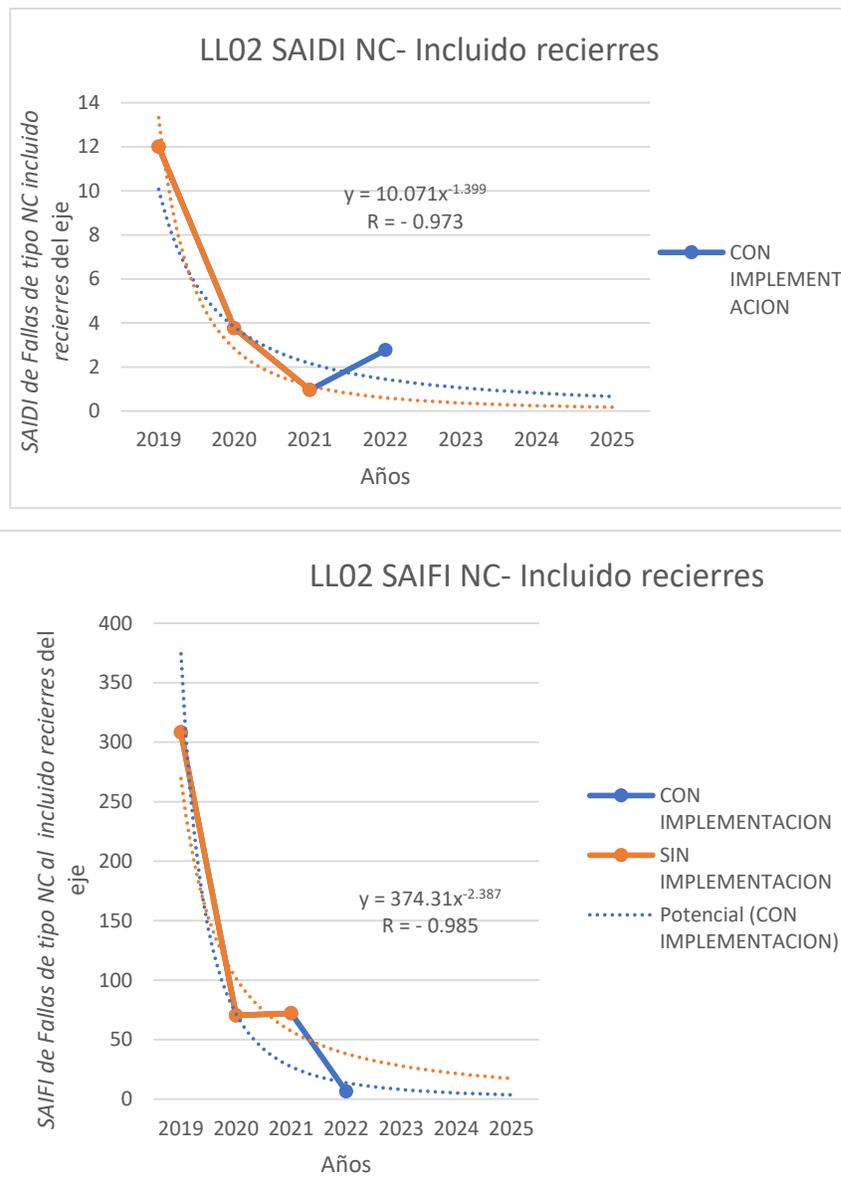
ALIMENTADOR	SAIFI	SAIDI
LL02	Suma de NC: No Programado, Fenómenos Naturales	Suma de NC: No Programado, Fenómenos Naturales2
2019	308.281	12.005
2020	70.371	3.763
2021	72.068	0.962
2022	6.367	2.774
2023	3.072	0.785
2024	0.961	0.441
2025	0.301	0.248

Fuente: *Elaboración propia*

Y como complemento se puede apreciar que con la aplicación de una regresión de tipo exponencial se obtuvo un R de -0.985 en la proyección de SAIFI y un valor de -0.973 en la extrapolación de SAIDI.

Figura 5.8

Proyección con regresiones exponenciales de SAIDI y SAIFI de Fallas de tipo NC al año 2025 incluido recierres (AMT LL-02)



Fuente: *Elaboración propia*

Finalmente, de la proyección para el alimentador LL-03 se verifica una tendencia decreciente durante el periodo observado desde el año 2019 al 2025 aplicando la ecuación de proyección exponencial, esta aseveración se puede comprobar al revisar el exponente que comprende la “tasa de crecimiento” obteniendo para los últimos 7 años un decrecimiento de 30.9% para el SAIFI y de 87.4% para el SAIDI todo ello para fallas de tipo NC, estos dos análisis considerando actuaciones por recierres.

Tabla 5.14

Proyección de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 incluido recierres (AMT LL-03)

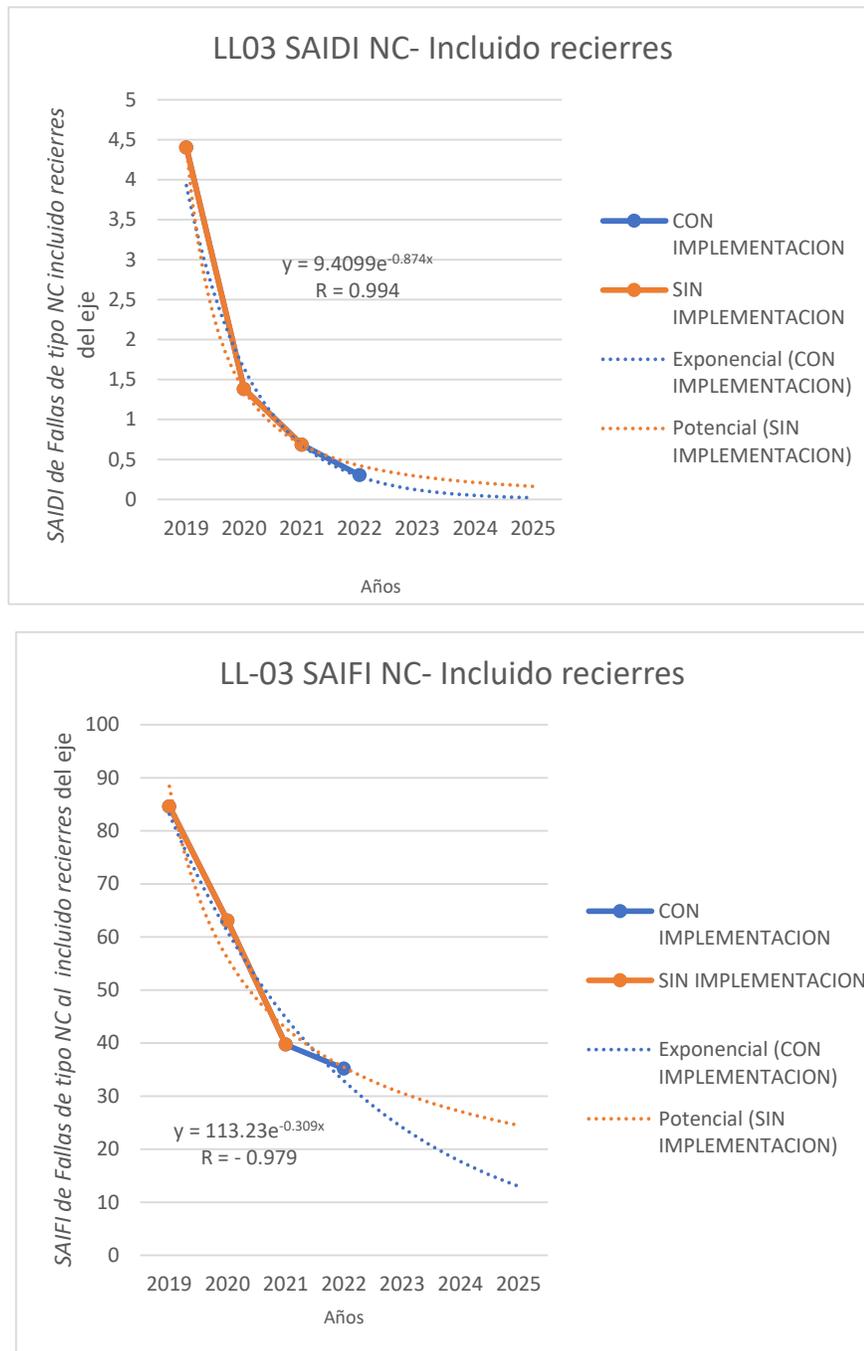
ALIMENTADOR	SAIFI	SAIDI
LL03	Suma de NC: No Programado, Fenómenos Naturales	Suma de NC: No Programado, Fenómenos Naturales²
2019	84.567	4.402
2020	63.069	1.38
2021	39.702	0.683
2022	35.177	0.302
2023	24.153	0.119
2024	17.733	0.050
2025	13.019	0.021

Fuente: *Elaboración propia*

Y como complemento se puede apreciar que con la aplicación de una regresión de tipo exponencial se obtuvo un R de -0.979 en la proyección de SAIFI y un valor de -0.994 en la extrapolación de SAIDI.

Figura 5.9

Proyección con regresiones exponenciales de SAIDI y SAIFI de fallas de tipo NC al año 2025 incluido recierres (AMT LL-03)



Fuente: Elaboración propia

CONCLUSIONES

1. Se determinó que, la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas al año 2025 con la implementación del sistema de gestión de macrodata para el SCADA de ELSE mejoró, debido a que los indicadores de confiabilidad proyectados de los alimentadores en estudio decrecieron en 55% (SAIFI) y 62.4 % (SAIDI) para el AMT LL-01; 61% (SAIFI) y 40% (SAIDI) para el AMT LL-02 y 69.6% (SAIFI) y 88.7% (SAIDI) para el AMT LL-03, los detalles se encuentran en las tablas 5.9, 5.10 y 5.11.
2. Se evaluó la operación planificada en el sistema eléctrico de Chumbivilcas con el actual sistema de gestión de data del SCADA mostrando carencias, debido a que los indicadores de confiabilidad correspondientes a los años 2019, 2020, 2021 y 2022 suman 90.613 (SAIFI) y 191.186 (SAIDI) los detalle son mostrados en el Anexo F, así mismo se verifica que la criticidad de los AMT's LL-01, LL02 y LL-03 fluctuó entre Crítico y Muy Crítico como fue comprobado en el capítulo III.
3. Se verificó que las alternativas que permiten mejorar la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas son: Implementación de señalizadores de falla con la incorporación de sistemas EDS, el incremento de pararrayos, seccionadores y reconectores asistidos por relé y la implementación de un sistema de gestión de macro data con información del SCADA desarrollado en el capítulo IV; de las 3 alternativas, la última fue desarrollada debido al bajo costo y su corto plazo de implementación, así mismo, dicha alternativa permite mejorar la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas como fue comprobado en el capítulo V.
4. Se estableció un procedimiento para procesar la información de recierres que mejoró la operación planificada del sistema eléctrico de Chumbivilcas. El nuevo procedimiento tiene como principal elemento al módulo gestor (MG_ELSE) que utiliza diferentes bases de datos, entre ellas la información de NOJA POWER, SCADA, corrientes de

falla asociado a cada estructura y actividades desarrollado en el capítulo IV.

RECOMENDACIONES

1. La aplicación de herramientas informáticas desarrolladas permite gestionar de forma adecuada ingentes cantidades de información recepcionadas por los distintos agentes que intervienen en la coordinación de la operación de los sistemas eléctricos.
2. El potencial del Software DigSILENT Power factory, permite realizar a través del lenguaje de programación DPL obtener diferentes herramientas como el análisis en situación de contingencias, dimensionamiento de instalaciones eléctricas, etc. que ayudan a mejorar la operación planificada de cualquier sistema eléctrico.
3. Implementar cursos de lenguaje de programación orientados a la mejora de sistemas eléctricos en nuestra escuela profesional, donde se pueda crear herramientas que complementen la hipótesis general de la tesis.
4. Es recomendable utilizar otros paquetes informáticos para poder corroborar los resultados obtenidos por el software Power Factory en cuanto al cálculo de la corriente de falla en cada estructura troncal. Entre los programas a utilizar se recomienda: Elec calc, Neplan y Cypelec Networks.
5. La ubicación de las fallas que muestra el módulo de gestión (MG_ELSE), tiene un margen de error del $\pm 2\%$ para fallas bifásicas y trifásicas; para fallas monofásicas y bifásicas a tierra y con impedancia, se recomienda realizar más escenarios de simulación e incorporarlos dentro del módulo para una mejor identificación de la falla.
6. La implementación del MG_ELSE para la mejora de la operación planificada, no llevó a una mejora instantánea por distintos factores (tiempo de uso, simulaciones, etc.), por tales motivos se hace necesario recomendar un mayor progreso en su continuidad y tiempo de uso, para una mejora paulatina.

BIBLIOGRAFÍA

- Acitores, J. (2022). *Empresa Ares Proyectos Integrales*. Obtenido de <https://aresproyectos.es/ingenieria-de-sistemas-de-control-industrial-parte-ii/>
- Albarado, D. (2017). • *Elaboración de un plan de mantenimiento preventivo de los Equipos críticos de las principales subestaciones de la Empresa de energía de boyacá s.a. e.s.p. aplicado por la Empresa asistencia técnica industrial Ltda.* Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
- Alfaro, C. (2012). *Metodología del trabajo universitario aplicado para ingeniería.* Universidad Nacional del Callao.
- Avalos, P., & Farfan, R. (2019). *Optimización del nivel de confiabilidad de los alimentadores de media tensión QU-02 y QU-03 en 10.5KV con su operación en anillo y propuesta de nuevos ajustes de protección.* Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.
- Balagueró, T. (11 de ENERO de 2021). *DEUSTO FORMACIÒN*. Obtenido de DEUSTO FORMACIÒN: <https://www.deustoformacion.com/blog/gestion-empresas/analisis-basicos-macrodatos-big-data>
- Capella, R. (2003). *Centro de Formación Schneider Protecciones eléctricas en MT.* Publicación Técnica Schneider.
- Chamorro, A. (2005). *Sistemas de informacion y automatizacion de AREVA T&D.* España: Ibérica S.A.
- COES SINAC. (2008). *Requisitos mínimos para los sistemas de protección del SEIN.* Lima: COES SINAC.
- COES SINAC. (2022). *glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos.* Obtenido de

<https://www.coes.org.pe/Portal/browser/download?url=Marco%20Normativo/Procedimientos/Glosario%20de%20Terminos/Glosario%20de%20T%C3%A9rminos.pdf>

Cortés, D. R. (2020). Aplicación de metodología inspección basada en riesgo según API RP 580 y 581 para equipos estáticos, Planta Celulosa Arauco y Constitución S.A. Curicó, Chile.

Damiani, L. (2019). *Optimización Estocástica Acelerada con Aplicación a la Ingeniería de Procesos*. Universidad Nacional Del Sur.

Energía Activa. (2022). *Energía Activa*. Obtenido de Energía Activa: <https://energia-activa.com/definicion-sencilla-de-la-automatizacion-electrica-y-sus-efectos/>

Florián, A. J. (2018). *Estudio de coordinación de protecciones EDP-ES-026-17/ANEXO F*. Cusco: EDP SAC.

Gallego, L., Feltrin, A., & López, J. (2008). Flujo de potencia en sistemas de distribución considerando incertidumbre en la demanda y en los parámetros de los alimentadores. *Scientia et Technica*, 14(39), 25-30. doi:<https://doi.org/10.22517/23447214.3139>

Gonzalez-Longat, F. (2020). *Programación usando DigSILENT Programming Language (DPL)*. Carolina del Sur: CreateSpace Independent Publishing Platform.

Grainger, J., & Stevenson, W. (1996). *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill/Interamericana de Mexico, S.A.

Martínez Ortega, R. M., Tuya Pendás, L., Martínez Ortega, M., Pérez Abreu, A., & María Cánovas, A. (junio de 2009). El coeficiente de correlacion de los rangos de spearman. *Mi SciELO*.

Martinez, C. M. (s.f.). Análisis de criticidad y disponibilidad para modos de falla en sistemas de distribución eléctrica. (*Tesis de Pregrado*). Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaiso.

Martinez, M. (1999). *Conocimiento y bases de datos: una propuesta de integración inteligente*. Universidad De Cantabria.

Más Adelante. (2022). *Más Adelante*. Obtenido de Más Adelante: <https://www.masadelante.com/faqs/software-hardware>

Ministerio de Energía y Minas. (2005). • *Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados*. El Peruano.

Ministerio De Energía Y Minas. (2010). *Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos*. Dirección General De Electricidad .

Mora, J. (2003). *Interrupción del servicio de energía*. Universitat de Girona.

Mota, A. (30 de junio de 2023). *INNEVO consulting*. Obtenido de INNEVO consulting: <https://blog.innevo.com/disponibilidad-de-la-informacion>

Muguirra, A. (2018). *TuDashboard*. Obtenido de TuDashboard: <https://tudashboard.com/gestion-de-datos/>

NOJA Power. (2015). *OSM Manual del Usuario Reconectador automático OSM 15kV, 27kV, 38kV Control RC10*. Noja Power Australia.

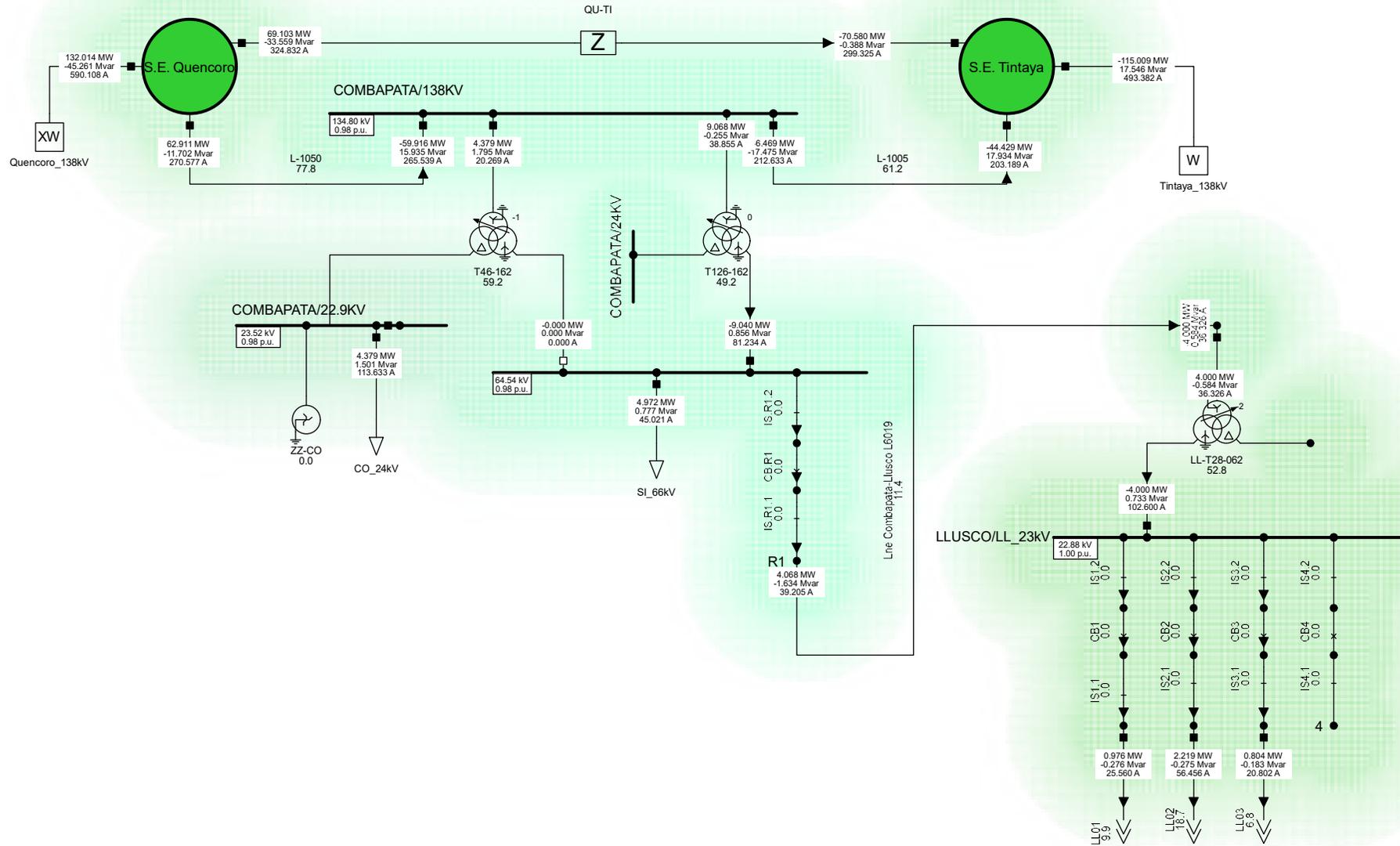
OSINERG. (2004). *Resolución de consejo directivo organismo supervisor de la inversión en energía OSINERG n° 074- 2004 -OS/CD* . Organismo supervisor de la inversión en energía y minería.

- OSINERGMIN. (03 de Enero de 2020). *OSINERGMIN*. Obtenido de OSINERGMIN:
https://www.osinergmin.gob.pe/sig/SiteAssets/SitePages/Manuales_Sig/Manual%20SIG.pdf
- Ramírez, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Universidad Nacional de Colombia.
- Red Eléctrica de España. (2017). *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*. COES SINAC.
- Rodríguez, J. (2020). De los sistemas de gestión al modelo integrado de planeación y gestión en el sector público: una revisión del caso colombiano. *Revista Eletrônica de Administração*, 6(1), 137-175. doi:10.1590/1413-2311.281.97181
- Rubio, A. (2021). *Perturbación y el filtrado de perturbaciones*. Instrumentacion Digital.
- Smith, E. (14 de octubre de 2023). *askanydifference*. Obtenido de askanydifference:
<https://askanydifference.com/es/difference-between-analyzing-and-evaluating/>
- Vargas Quilla, A. J. (2019). *Selección de fallas y simulación automática de eventos para la localización de fallas en sistemas eléctrico de potencia utilizando el software digisilent*. Puno.
- Villalta, W., & Hernández, E. (2017). *Sistema para la administración de la carga académica de la Escuela de Informática*. Universidad Tecnológica de El Salvador.
- Zapata, C. (2011). *Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia*. Universidad Tecnológica De Pereira Colombia.
- Zayas, L., & Sao, A. (2002). Elementos conceptuales básicos útiles para comprender las redes de telecomunicación. *Revista Cubana de Información en Ciencias de la Salud*, 10(6), 1-11.

Zepeda, A. (2019). Los Big Data: Conceptos relacionados y algunas aplicaciones en pediatría.

Revista chilena de pediatría, 90(4), 376-383. doi:10.32641/rchped.v90i4.1306

ANEXO A - FLUJO DE CARGA



Load Flow 3-phase(ABC)
Nodes
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]

 PowerFactory 2021 SP2	DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SE LLUSCO	Project: MD_LLUSCO
	MÁXIMA DEMANDA - 2021 S.E. CHUMBIVILCAS	Graphic: D.U. General Date: 22/06/2023 Annex:

ANEXO B**TABLAS DE CORRIENTES DE FALLA LL-1 -1F (MONOFASICO)**

Estructura	MONOFASICA CON IMPEDANCIA					MONOFASICA SIN IMPEDANCIA				
	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia
ESE005NMT001543_T1	250.501	19.732	17.028	230.844	4.502	1026.362	21.257	12.079	1036.332	4.502
ESE005NMT004633_T1	172.9	21.433	14.533	162.107	42.859	310.49	25.195	12.011	319.806	42.859
ESE005NMT004641_T1	177.313	21.376	14.604	166.419	41.542	324.112	25.322	12.059	334.157	41.542
ESE005NMT008772_T1	141.402	21.794	14.106	131.061	54.654	221.572	24.291	11.918	225.746	54.654
ESE005NMT008776_T1	139.355	21.801	14.096	128.935	55.363	216.59	24.184	11.934	220.271	55.363
ESE005NMT009636_T1	203.831	20.795	14.989	191.612	27.058	434.264	25.886	11.645	448.283	27.058
ESE005NMT115577_T1	202.006	20.839	14.964	189.888	28.129	425.212	25.831	11.7	438.918	28.129

TABLAS DE CORRIENTES DE FALLA LL-1 -2F (BIFASICO)

Estructura	BIFASICA CON IMPEDANCIA					BIFASICA SIN IMPEDANCIA				
	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia
ESE005NMT001543_T1	22.75	655.84	679.04	730.70	4.50	18.45	912.36	1031.02	1090.86	4.50
ESE005NMT004633_T1	27.61	313.41	396.13	195.22	42.86	27.15	439.14	519.43	211.49	42.86
ESE005NMT004641_T1	27.50	330.67	414.73	203.25	41.54	26.91	470.00	548.16	220.43	41.54
ESE005NMT008772_T1	28.17	211.13	277.23	142.95	54.65	28.24	264.39	337.33	153.10	54.65
ESE005NMT008776_T1	28.21	205.01	269.73	140.12	55.36	28.30	254.66	326.40	150.02	55.36
ESE005NMT009636_T1	27.00	382.51	508.76	276.95	27.06	26.25	579.26	696.87	302.81	27.06
ESE005NMT115577_T1	27.04	380.71	502.27	270.59	28.13	26.28	574.07	686.27	295.80	28.13

TABLA DE CORRIENTES DE FALLA LL-1 -3F (TRIFASICO)

Estructura	TRIFASICA					
	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia	
ESE005NMT001543_T1	942.57	941.86	944.74	0.18	4.50	
ESE005NMT004633_T1	550.78	542.01	552.42	0.22	42.86	
ESE005NMT004641_T1	584.89	576.40	587.07	0.20	41.54	
ESE005NMT008772_T1	346.24	338.21	343.80	0.54	54.65	
ESE005NMT008776_T1	334.26	326.39	331.57	0.57	55.36	
ESE005NMT009636_T1	729.18	722.56	733.79	0.20	27.06	
ESE005NMT115577_T1	720.49	713.72	724.91	0.20	28.13	

TABLA DE CORRIENTES DE FALLA LL-2 -1F (MONOFASICO)

Estructura	MONOFASICA CON IMPEDANCIA					MONOFASICA SIN IMPEDANCIA				
	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia
ESE005NMT005317_T2	1070.46	79.37	63.85	1075.74	4.79	314.75	86.97	75.42	234.05	4.79
ESE005NMT005318_T2	1070.70	79.37	63.85	1075.99	4.79	314.76	86.97	75.42	234.07	4.79
ESE005NMT011290_T2	446.77	86.56	67.56	418.47	36.16	251.67	88.98	73.25	176.81	36.16
ESE005NMT011325_T2	395.16	87.53	68.36	361.85	43.80	241.63	89.47	73.09	167.04	43.80

ESE005NMT015334_T2	468.50	86.12	67.43	441.62	33.51	255.66	88.84	73.35	180.49	33.51
ESE005NMT018158_T2	1069.29	79.37	63.86	1074.51	4.82	314.69	86.97	75.42	234.00	4.82
ESE005NMT019415_T2	744.23	81.12	66.20	732.58	14.63	291.62	87.63	74.57	213.17	14.63
ESE005NMT019425_T2	664.95	82.30	66.60	649.15	18.47	283.54	87.89	74.29	205.86	18.47
ESE005NMT019455_T2	536.79	84.66	67.24	513.87	27.21	267.10	88.45	73.73	190.92	27.21
ESE005NMT022698_T2	446.17	86.57	67.57	417.82	36.24	251.57	88.98	73.24	176.71	36.24
ESE005NMT022713_T2	234.42	89.83	72.98	159.92	50.27	362.74	88.18	68.84	326.11	50.27

TABLA DE CORRIENTES DE FALLA LL-2 -2F (BIFASICO)

Estructura	BIFASICA CON IMPEDANCIA					BIFASICA SIN IMPEDANCIA				
	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia
ESE005NMT005317_T2	83.56	758.24	658.42	719.01	4.79	86.34	58.83	1062.22	959.80	1204.54
ESE005NMT005318_T2	83.56	758.34	658.47	719.22	4.79	86.36	58.81	1062.36	960.06	1205.10
ESE005NMT011290_T2	93.17	491.04	461.34	246.56	36.16	86.46	88.91	654.91	564.11	290.01
ESE005NMT011325_T2	94.31	462.48	433.74	211.82	43.80	86.13	90.92	605.58	525.69	243.43
ESE005NMT015334_T2	92.82	501.62	471.74	261.27	33.51	86.53	88.24	672.67	578.41	310.31
ESE005NMT018158_T2	83.58	757.71	658.14	717.98	4.82	86.93	58.92	1061.48	958.53	1201.76
ESE005NMT019415_T2	88.63	623.95	572.98	455.44	14.63	86.98	78.19	865.51	721.79	619.77
ESE005NMT019425_T2	89.87	592.21	548.23	397.38	18.47	87.08	81.46	816.40	681.69	518.49
ESE005NMT019455_T2	91.87	538.13	501.73	307.09	27.21	87.17	86.04	729.71	615.70	376.30
ESE005NMT022698_T2	93.18	490.76	461.05	246.16	36.24	87.20	88.93	654.40	563.70	289.45
ESE005NMT022713_T2	95.05	444.58	414.79	189.85	50.27	92.16	573.82	498.36	215.11	50.27

TABLA DE CORRIENTES DE FALLA LL-2 -3F (TRIFASICO)

Estructura	TRIFASICA				
	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia
ESE005NMT005317_T2	931.86	931.34	932.43	0.06	4.79
ESE005NMT005318_T2	931.91	931.39	932.48	0.06	4.79
ESE005NMT011290_T2	680.68	676.92	680.28	1.69	36.16
ESE005NMT011325_T2	634.91	630.76	633.79	2.11	43.80
ESE005NMT015334_T2	696.75	693.13	696.55	1.55	33.51
ESE005NMT018158_T2	931.61	931.08	932.18	0.06	4.82
ESE005NMT019415_T2	840.19	838.35	840.96	0.44	14.63
ESE005NMT019425_T2	808.28	806.01	808.96	0.65	18.47
ESE005NMT019455_T2	742.89	739.84	743.19	1.14	27.21
ESE005NMT022698_T2	680.21	676.44	679.80	1.69	36.24
ESE005NMT022713_T2	603.49	599.24	601.86	2.39	50.27

TABLA DE CORRIENTES DE FALLA LL-3 -1F (MONOFASICO)

Estructura	MONOFASICA CON IMPEDANCIA					MONOFASICA SIN IMPEDANCIA				
	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia
ESE005NMT001377_T3	231.25	21.40	20.82	211.07	7.64	825.77	21.19	17.12	825.58	7.64

ESE005NMT009853_T3	194.68	21.61	20.05	176.59	15.648	490.05	22.58	16.91	487.24	15.65
ESE005NMT010029_T3	165.52	21.97	19.94	147.82	27.719	320.40	22.65	18.07	313.23	27.72
ESE005NMT010129_T3	147.98	22.22	19.96	130.20	37.646	251.34	22.68	18.65	241.77	37.65

TABLA DE CORRIENTES DE FALLA LL-3 -2F (BIFASICO)

Estructura	BIFASICA CON IMPEDANCIA					BIFASICA SIN IMPEDANCIA				
	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia
ESE005NMT001377_T3	20.64	550.69	568.08	550.31	7.64	17.55	801.87	821.44	798.99	7.64
ESE005NMT009853_T3	21.32	347.53	427.45	331.74	15.65	20.35	470.37	578.51	410.04	15.65
ESE005NMT010029_T3	22.74	240.26	325.56	216.76	27.72	22.41	300.78	407.55	246.37	27.72
ESE005NMT010129_T3	23.48	194.13	271.45	168.67	37.65	23.31	232.55	325.29	185.81	37.65

TABLA DE CORRIENTES DE FALLA LL-3 -3F (TRIFASICO)

Estructura	TRIFASICA CON IMPEDANCIA				
	IFR	IFS	IFT	IFN	Distancia
ESE005NMT001377_T3	822.76	818.34	828.38	0.43	7.64
ESE005NMT009853_T3	567.82	557.16	571.83	0.46	15.65
ESE005NMT010029_T3	395.12	383.97	395.80	0.41	27.72
ESE005NMT010129_T3	314.56	304.26	313.73	0.34	37.65

ANEXO C

EXTRACTO DEL CÓDIGO FUENTE DEL MÓDULO DE ACTUALIZACIÓN DE DATA DEL GESTOR

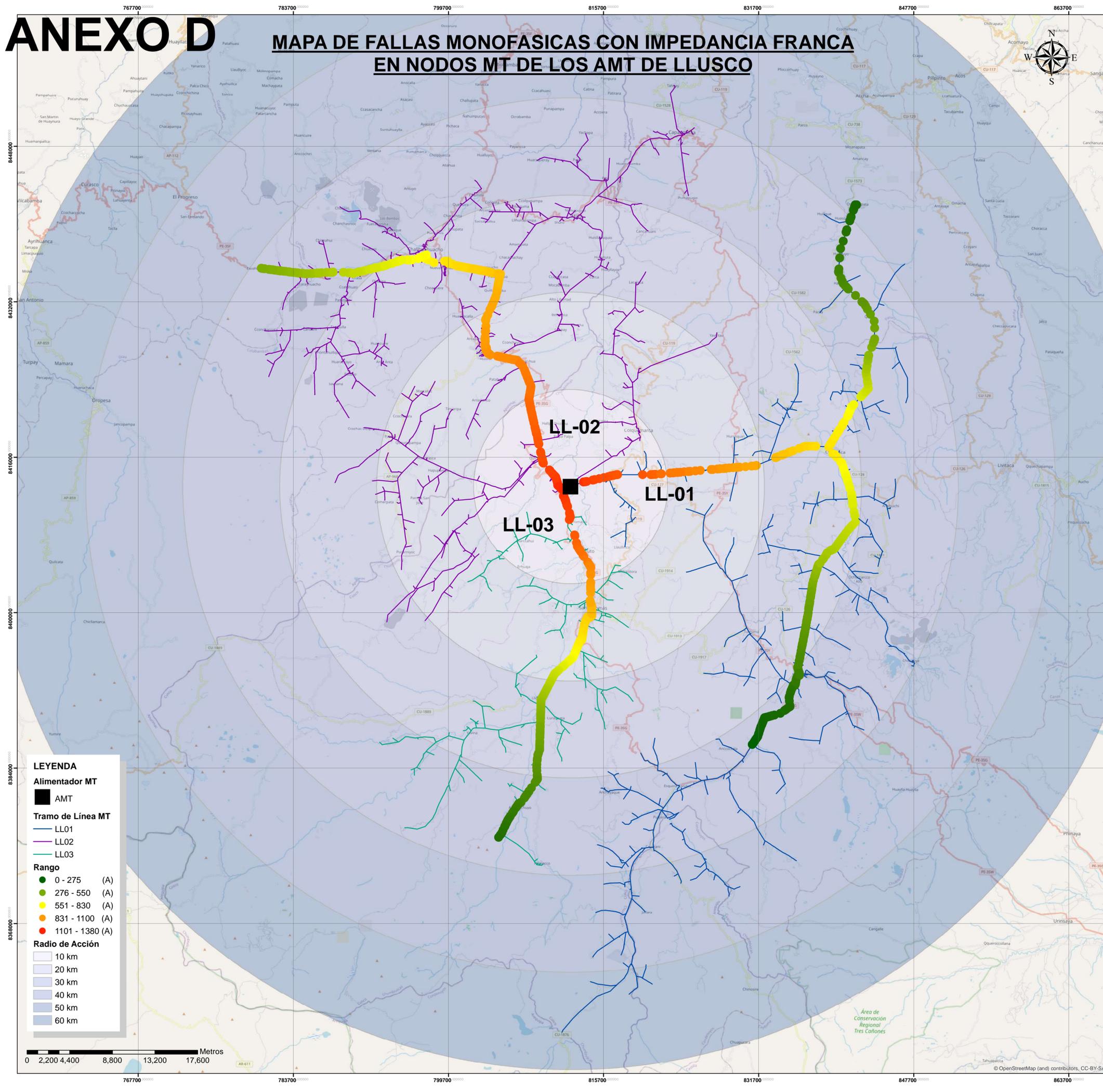
```

1. using System;
2. using System.Collections.Generic;
3. using System.ComponentModel;
4. using System.Data;
5. using System.Drawing;
6. using System.Linq;
7. using System.Text;
8. using System.Threading.Tasks;
9. using System.Windows.Forms;
10. using SpreadsheetLight;
11. using DocumentFormat.OpenXml;
12. using DocumentFormat.OpenXml.Spreadsheet;
13. using System.Data.SqlClient;
14.
15. namespace GestiónMacrodata
16. {
17.     public partial class ActualizarBasedeDatos : Form
18.     {
19.
20.         SqlConnection con = new SqlConnection("data source = DESKTOP-
URVV64P\\SQLEXPRESS; Initial Catalog=Manuel; Persist Security Info=True;User
ID=Admin1;Password=1234");
21.         SqlConnection cm = new SqlConnection("data source = DESKTOP-URVV64P\\SQLEXPRESS;
initial catalog = TESIS_MANUEL; Persist Security Info=True;User
ID=Admin1;Password=1234");
22.         public ActualizarBasedeDatos()
23.         {
24.             InitializeComponent();
25.         }
26.
27.
28.         private void btnPlant1F_LL01_Click(object sender, EventArgs e)
29.         {
30.             SLDocument sl = new SLDocument();
31.
32.
33.             SLStyle style = sl.CreateStyle();
34.             style.Alignment.Horizontal = HorizontalAlignmentValues.Center;
35.
36.             style.Border.BottomBorder.Color = System.Drawing.Color.Black;
37.
38.             //style.SetRightBorder(BorderStyleValues.Hair, System.Drawing.Color.Blue);
39.             sl.SetColumnWidth(1, 15);
40.             sl.SetColumnWidth(2, 15);
41.             sl.SetColumnWidth(3, 15);
42.
43.             sl.SetCellValue(1, 1, "PUNTO");
44.             sl.SetCellValue(1, 2, "COD");
45.             sl.SetCellValue(1, 3, "R");
46.             sl.SetCellValue(1, 4, "S");
47.             sl.SetCellValue(1, 5, "T");
48.             sl.SetCellValue(1, 6, "N");
49.             sl.SetCellValue(1, 7, "DIST#");
50.
51.
52.             sl.RenameWorksheet(SLDocument.DefaultFirstSheetName, "Plant1F_LL01");
53.             SaveFileDialog saveFileDialog1 = new SaveFileDialog();
54.             saveFileDialog1.Title = "Guardar archivo";
55.             saveFileDialog1.CheckPathExists = true;
56.             saveFileDialog1.DefaultExt = "xlsx";
57.             if (saveFileDialog1.ShowDialog() == DialogResult.OK)
58.             {
59.                 MessageBox.Show("Plantilla exportada con éxito");

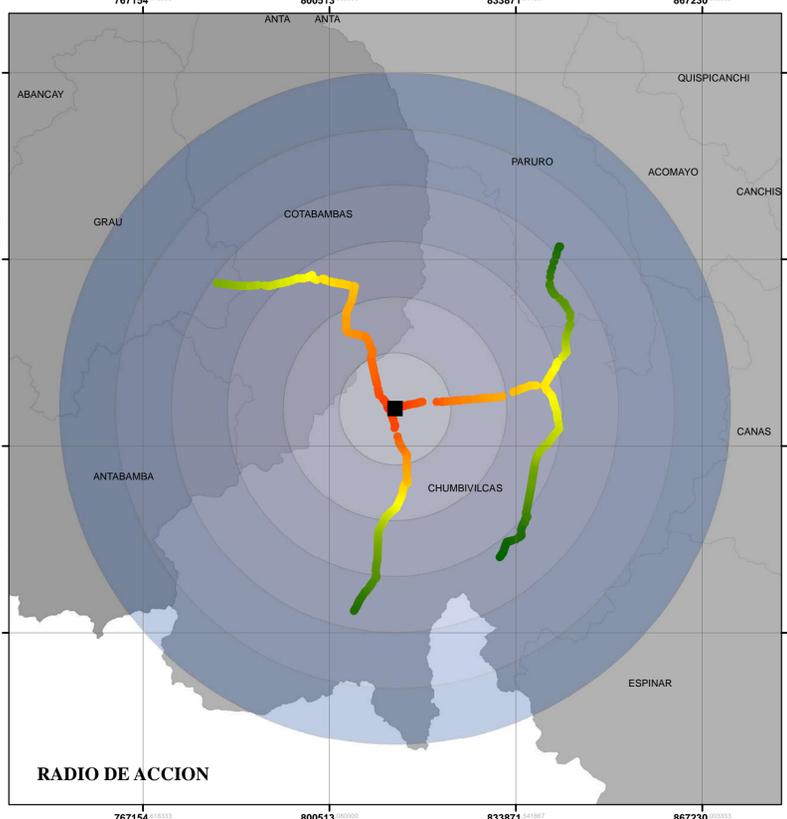
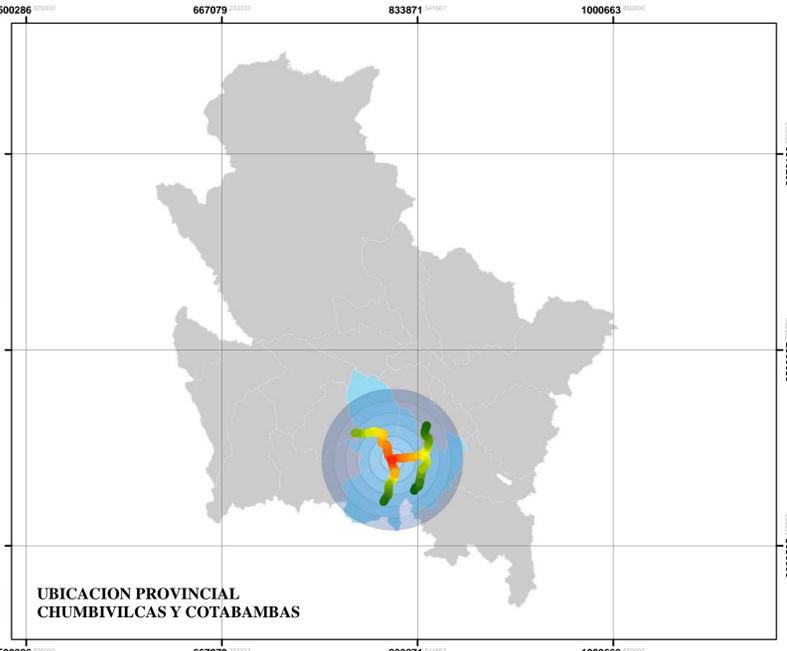
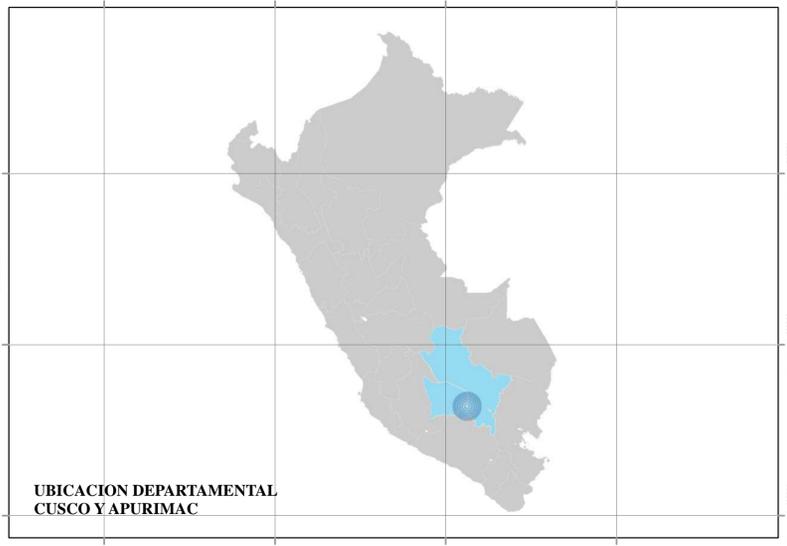
```

ANEXO D

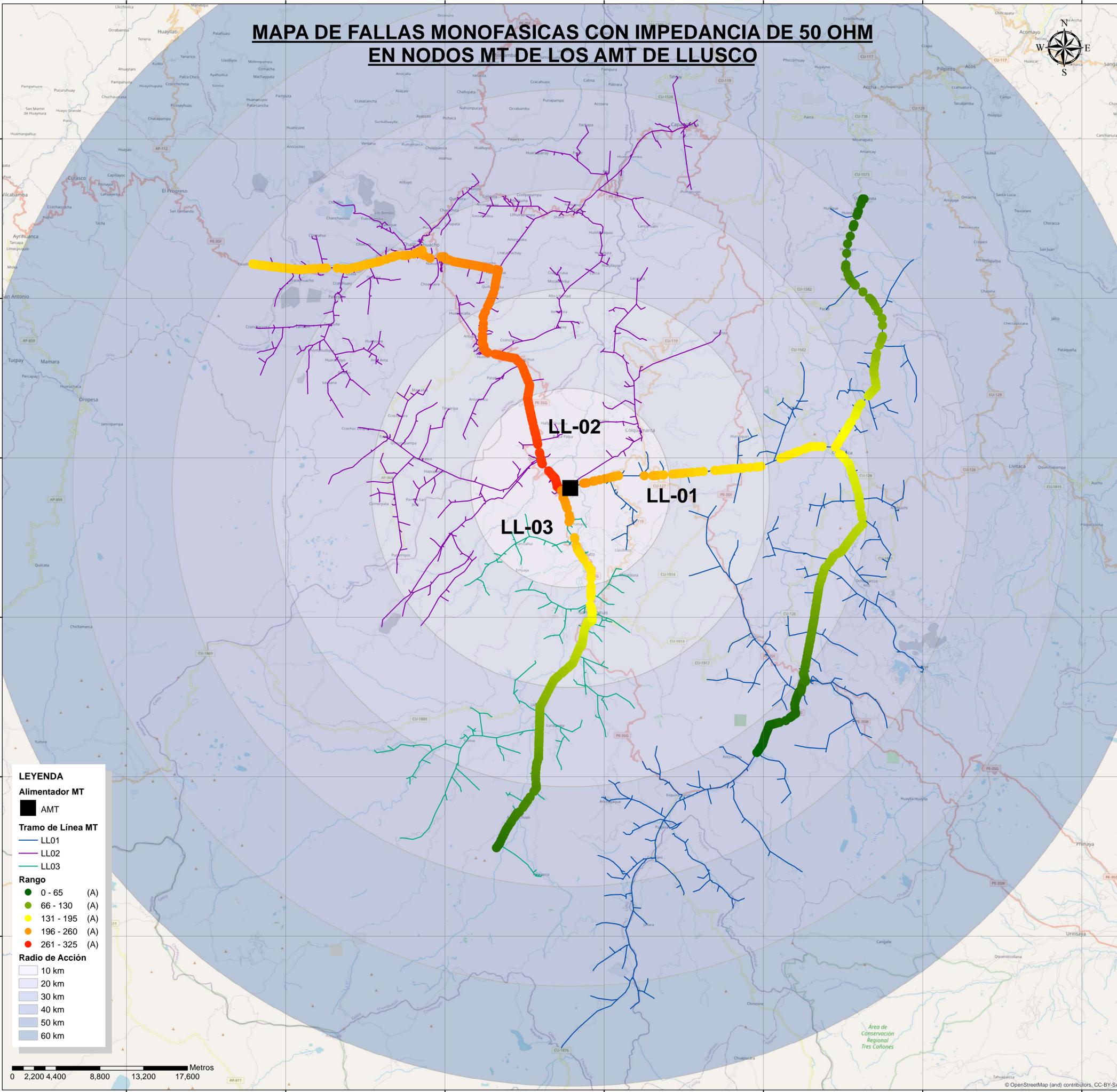
MAPA DE FALLAS MONOFASICAS CON IMPEDANCIA FRANCA EN NODOS MT DE LOS AMT DE LLUSCO



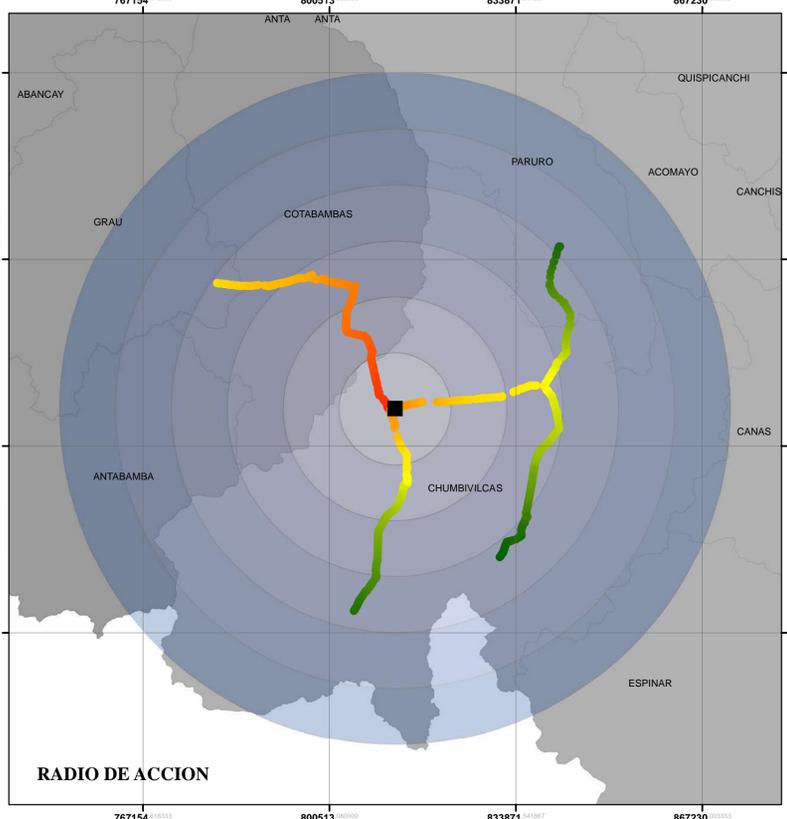
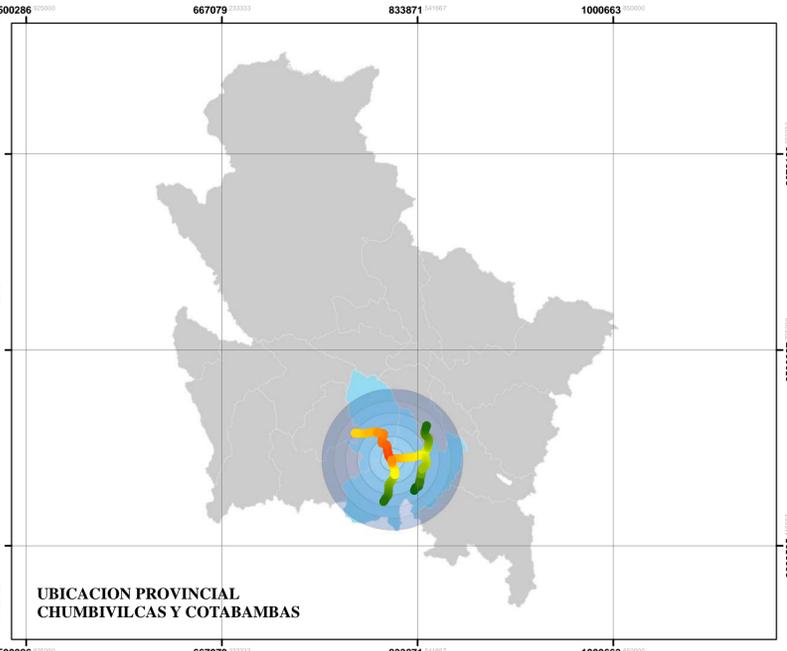
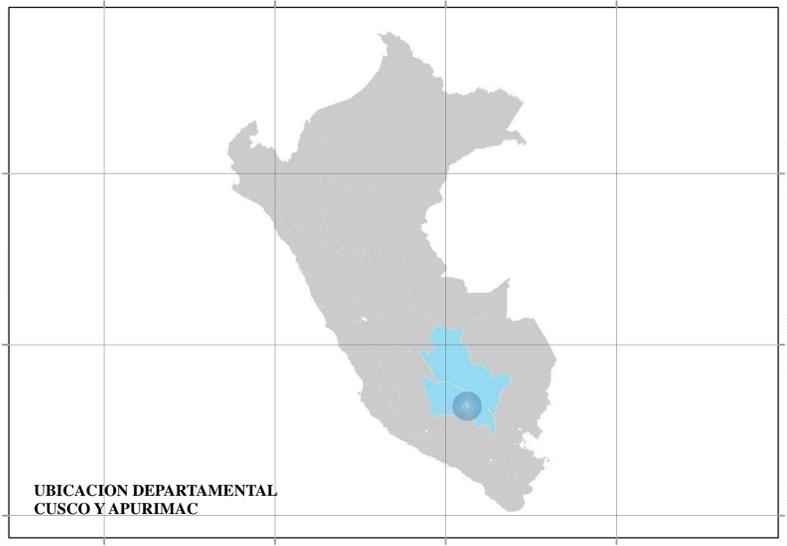
- LEYENDA**
- Alimentador MT**
 - AMT
 - Tramo de Línea MT**
 - LL01
 - LL02
 - LL03
 - Rango**
 - 0 - 275 (A)
 - 276 - 550 (A)
 - 551 - 830 (A)
 - 831 - 1100 (A)
 - 1101 - 1380 (A)
 - Radio de Acción**
 - 10 km
 - 20 km
 - 30 km
 - 40 km
 - 50 km
 - 60 km



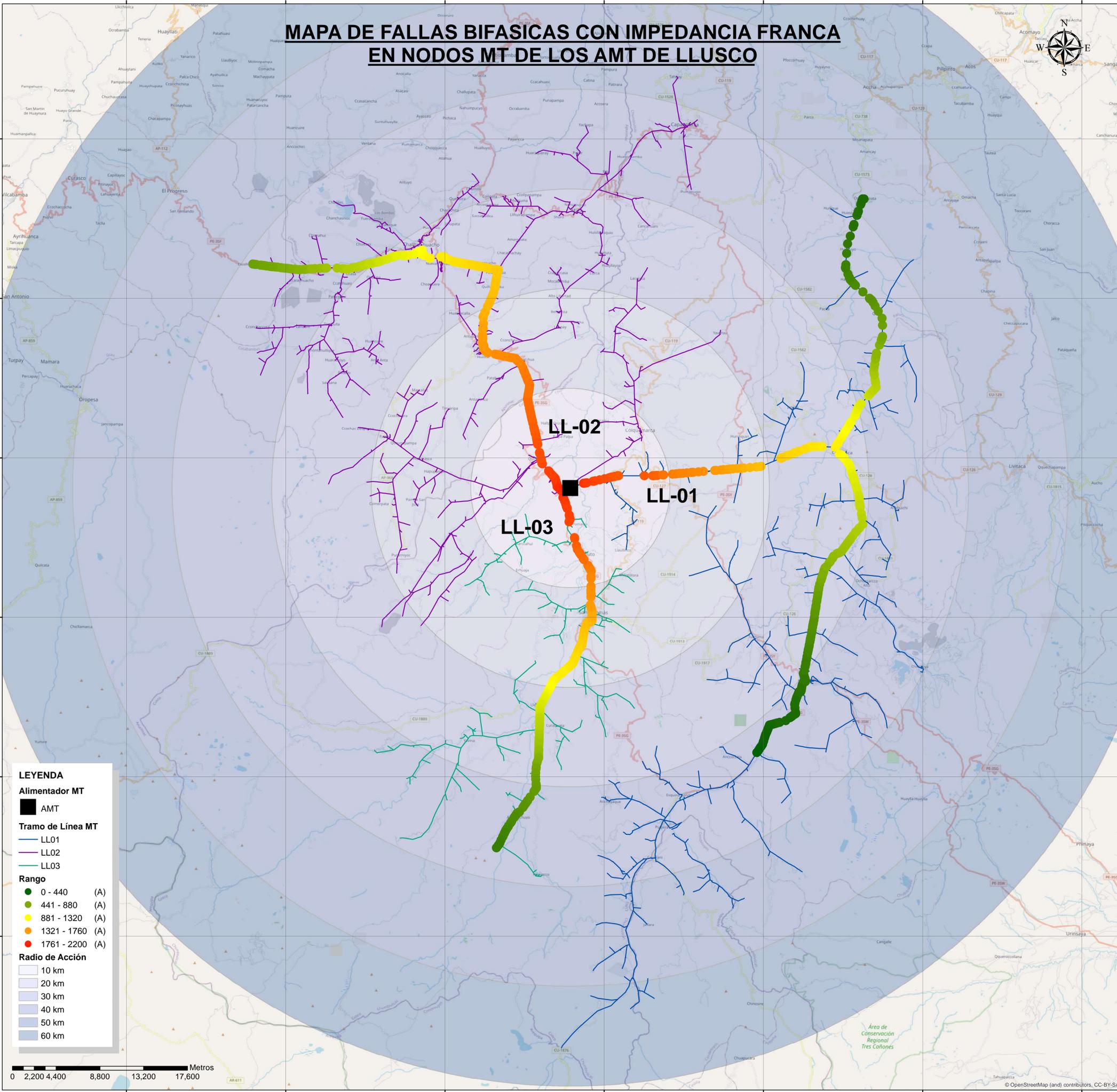
MAPA DE FALLAS MONOFASICAS CON IMPEDANCIA DE 50 OHM EN NODOS MT DE LOS AMT DE LLUSCO



- LEYENDA**
- Alimentador MT**
 - AMT
 - Tramo de Línea MT**
 - LL01
 - LL02
 - LL03
 - Rango**
 - 0 - 65 (A)
 - 66 - 130 (A)
 - 131 - 195 (A)
 - 196 - 260 (A)
 - 261 - 325 (A)
 - Radio de Acción**
 - 10 km
 - 20 km
 - 30 km
 - 40 km
 - 50 km
 - 60 km



MAPA DE FALLAS BIFASICAS CON IMPEDANCIA FRANCA EN NODOS MT DE LOS AMT DE LLUSCO



LEYENDA

Alimentador MT

- AMT

Tramo de Línea MT

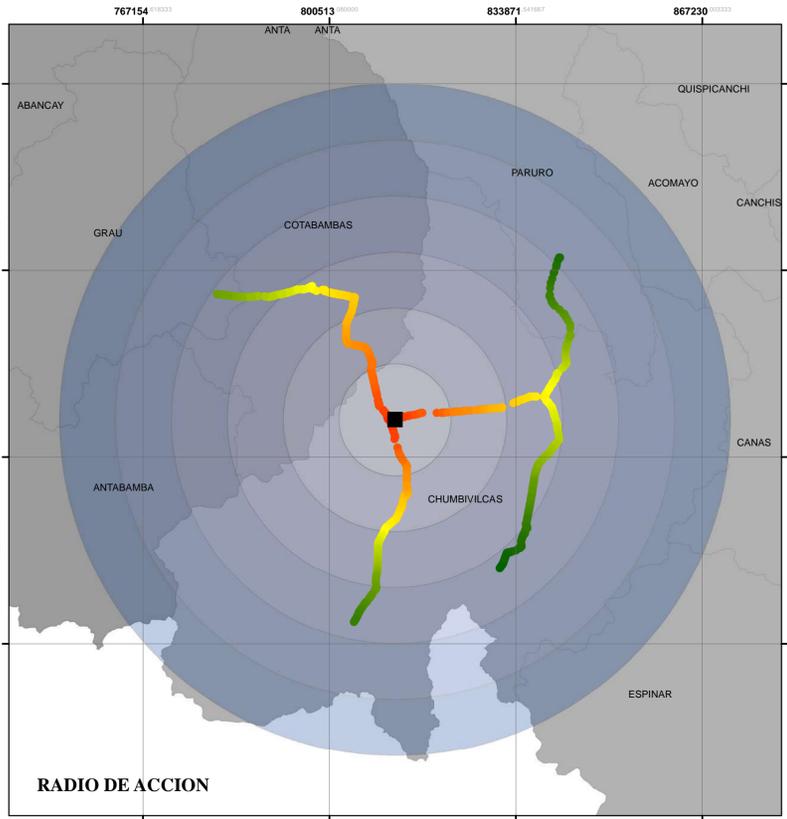
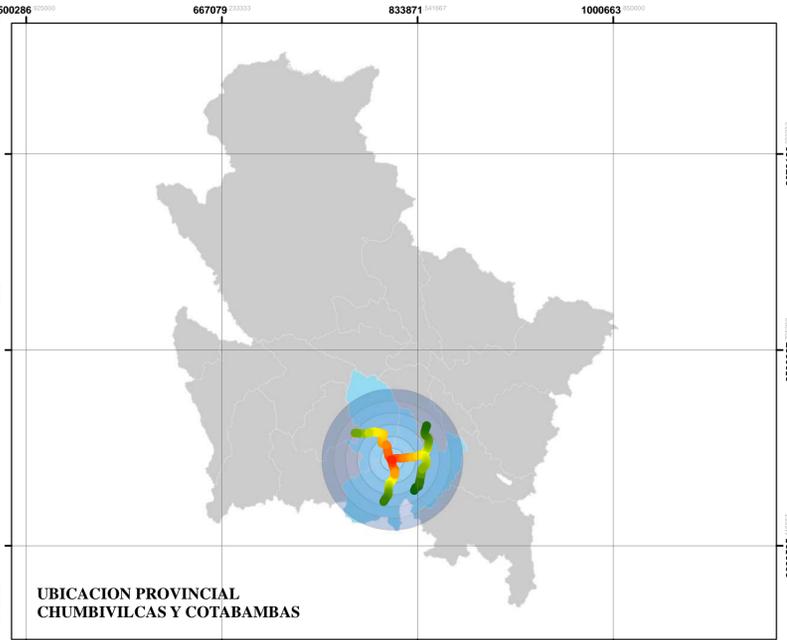
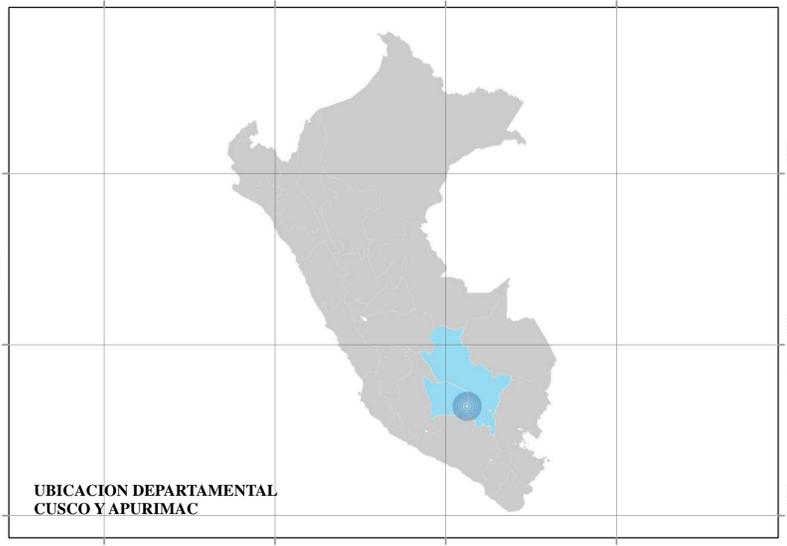
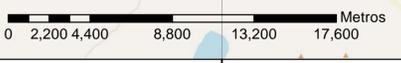
- LL01
- LL02
- LL03

Rango

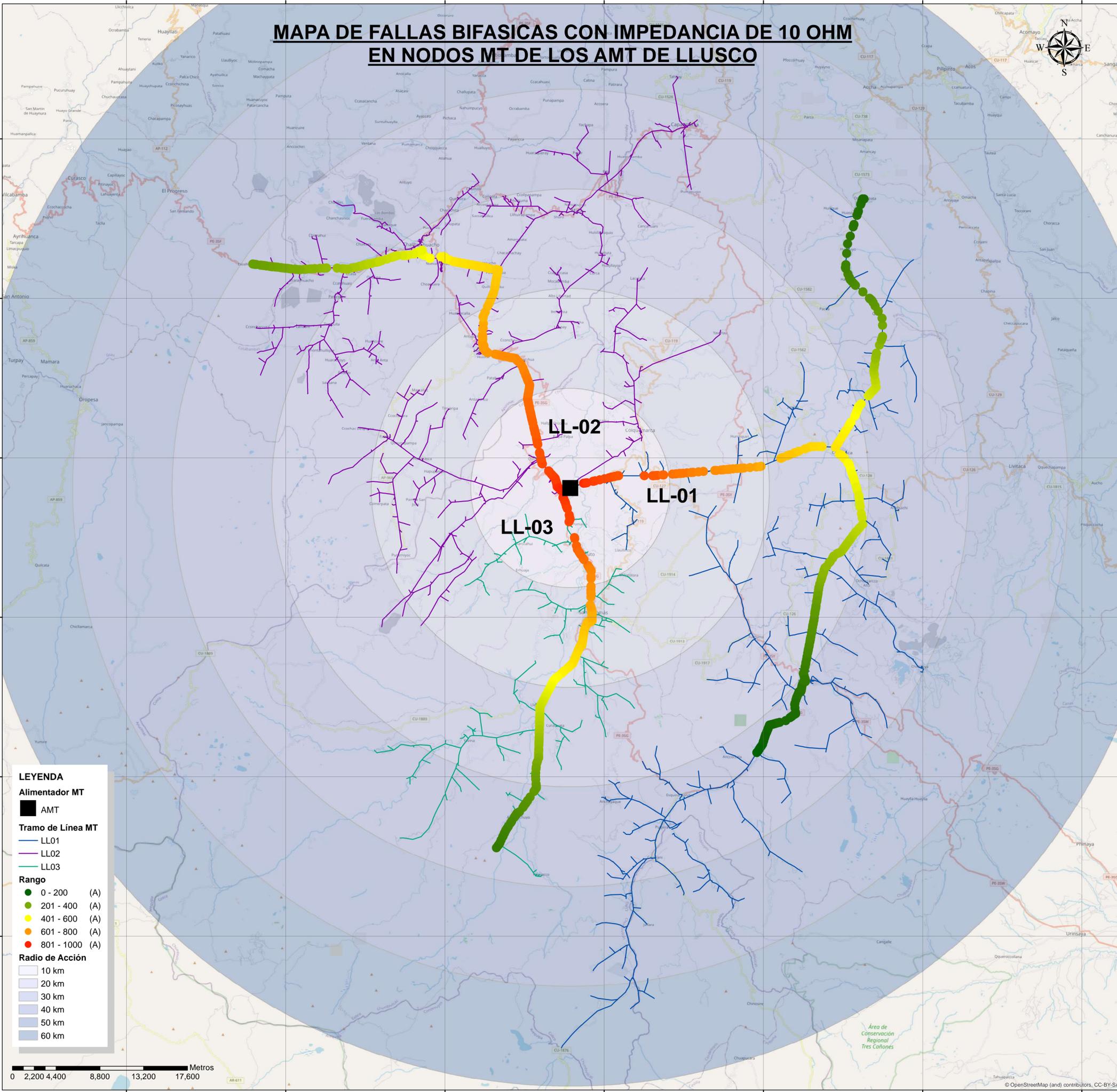
- 0 - 440 (A)
- 441 - 880 (A)
- 881 - 1320 (A)
- 1321 - 1760 (A)
- 1761 - 2200 (A)

Radio de Acción

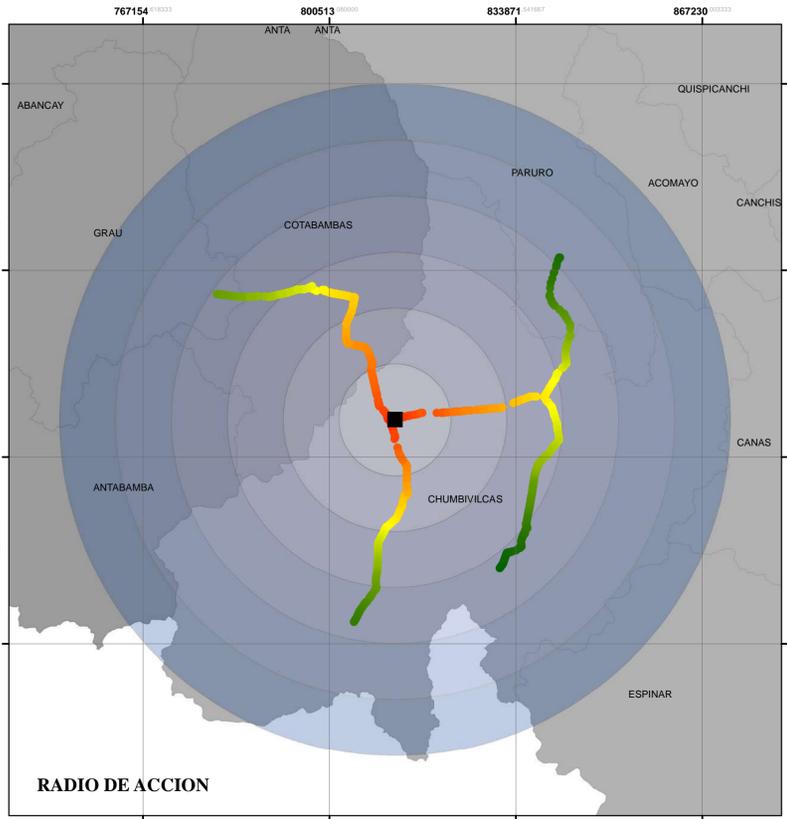
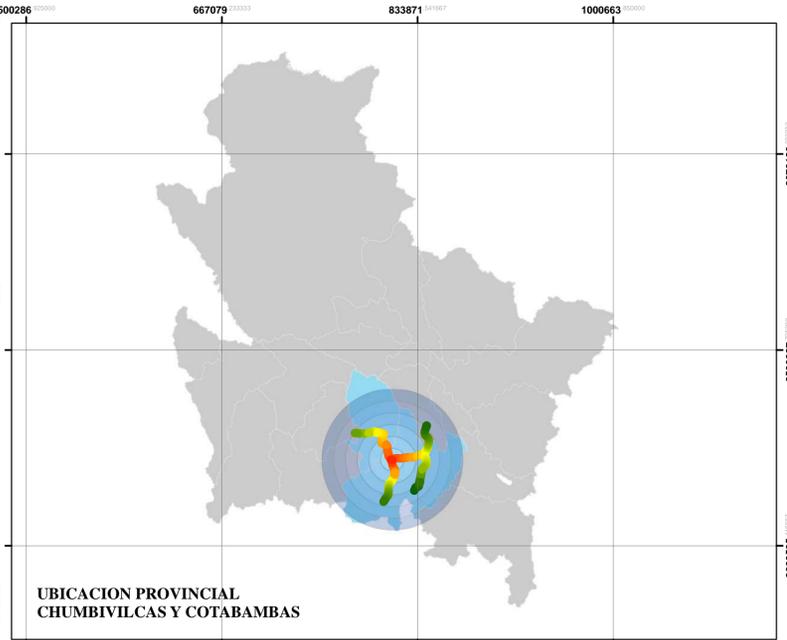
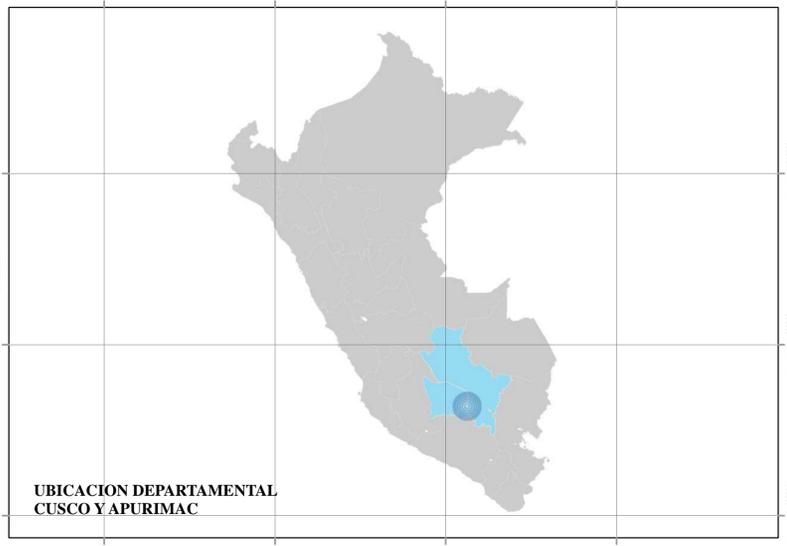
- 10 km
- 20 km
- 30 km
- 40 km
- 50 km
- 60 km



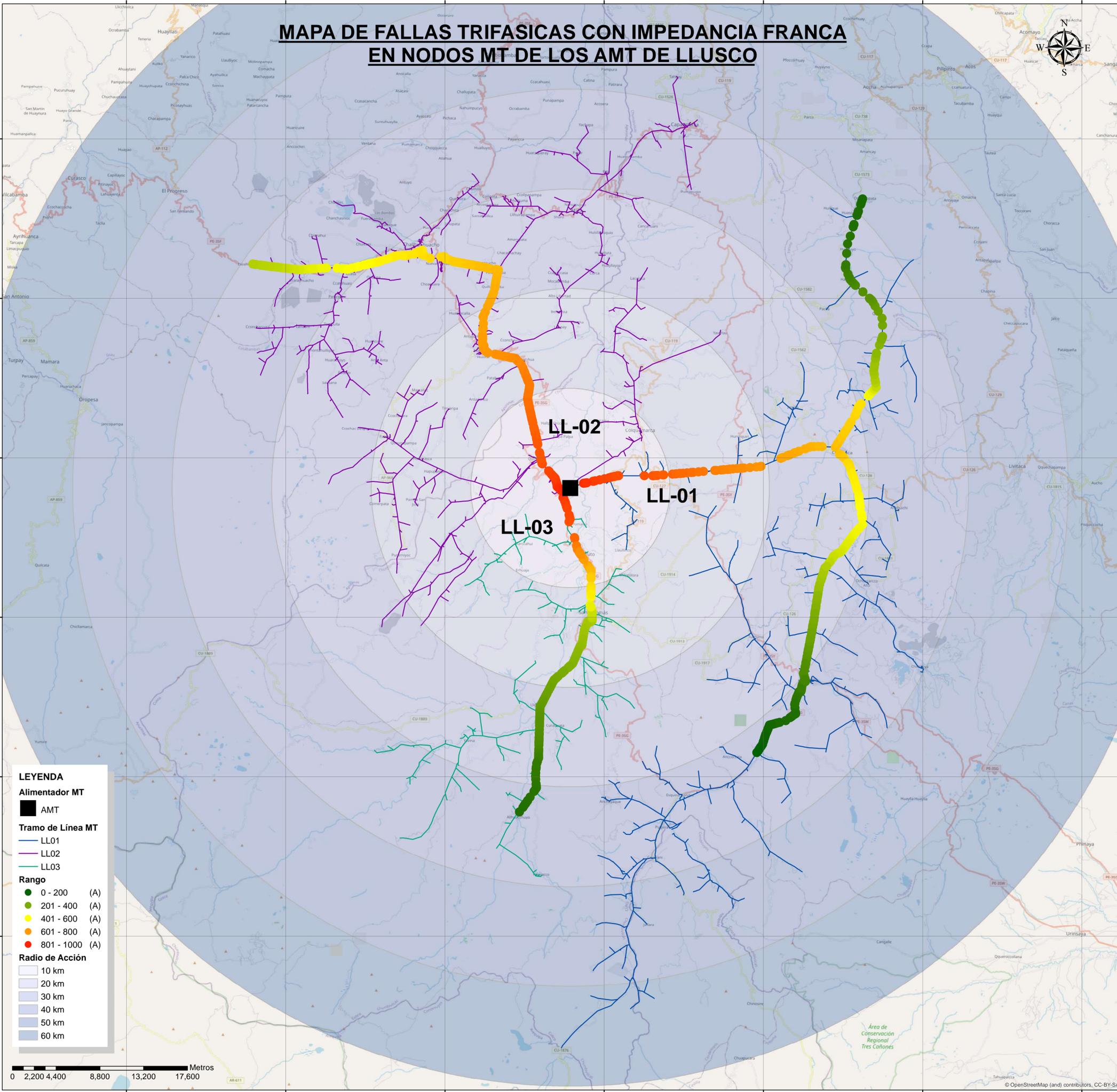
MAPA DE FALLAS BIFASICAS CON IMPEDANCIA DE 10 OHM EN NODOS MT DE LOS AMT DE LLUSCO



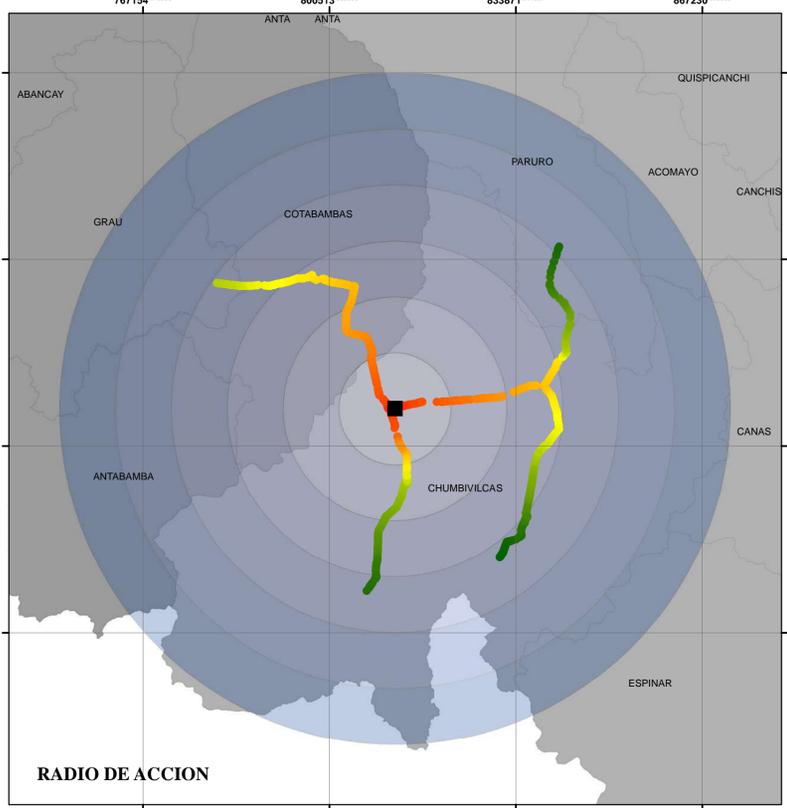
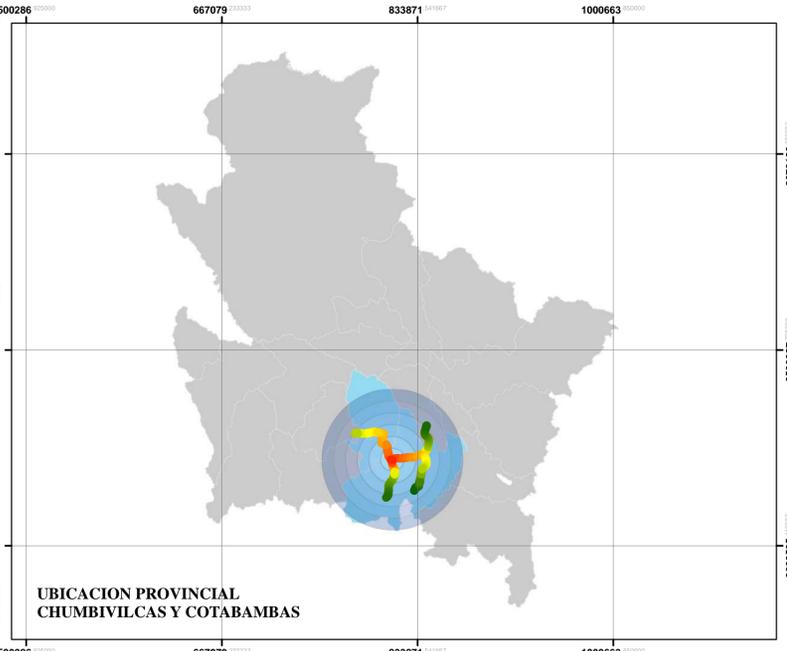
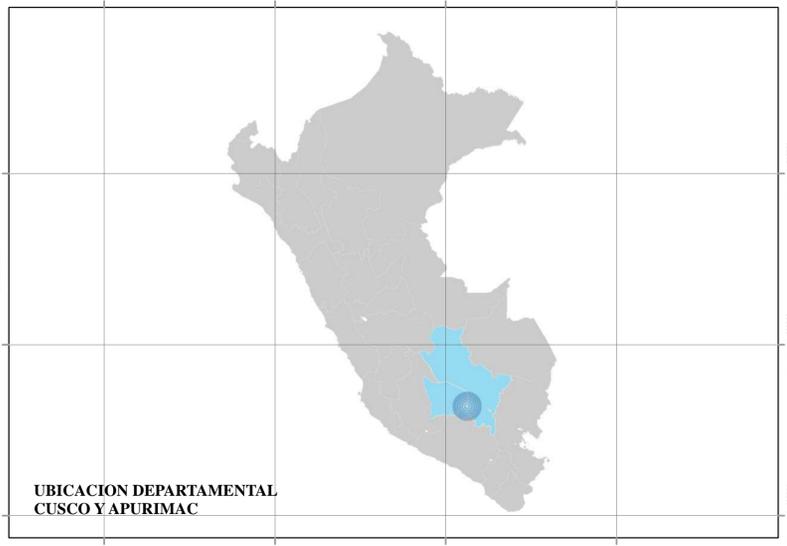
- LEYENDA**
- Alimentador MT
 - AMT
 - Tramo de Línea MT
 - LL01
 - LL02
 - LL03
 - Rango
 - 0 - 200 (A)
 - 201 - 400 (A)
 - 401 - 600 (A)
 - 601 - 800 (A)
 - 801 - 1000 (A)
 - Radio de Acción
 - 10 km
 - 20 km
 - 30 km
 - 40 km
 - 50 km
 - 60 km



MAPA DE FALLAS TRIFASICAS CON IMPEDANCIA FRANCA EN NODOS MT DE LOS AMT DE LLUSCO



- LEYENDA**
- Alimentador MT
 - AMT
 - Tramo de Línea MT
 - LL01
 - LL02
 - LL03
 - Rango
 - 0 - 200 (A)
 - 201 - 400 (A)
 - 401 - 600 (A)
 - 601 - 800 (A)
 - 801 - 1000 (A)
 - Radio de Acción
 - 10 km
 - 20 km
 - 30 km
 - 40 km
 - 50 km
 - 60 km



ANEXO E

CÁLCULO DE LAS ECUACIONES DE PROYECCIONES

Proyección con regresiones exponenciales de actuaciones por recierres (AMT LL-01)

X	2019	2020	2021	2022
Y	137	83	62	32

X	Y	Y'=lnY	XY'	X^2	Y'^2
2019	137	4.920	4.91998093	1	24.206
2020	83	4.419	8.83768122	4	19.526
2021	62	4.127	12.3814032	9	17.033
2022	32	3.466	13.8629436	16	12.011
10.000		16.932	40.002	30.000	72.777

n	4
---	---

R	-0.989
---	--------

A'	5.397
----	-------

B	-0.465
---	--------

A	220.640
---	---------

$$\begin{aligned}
 Y &= Ae^{BX} \\
 \ln Y &= \ln A e^{BX} \\
 \ln Y &= \ln A + \ln e^{BX} \\
 \ln Y &= \ln A + BX \\
 Y' &= A' + BX \\
 B &= \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{n\sum X^2 - (\sum X)^2} \\
 A' &= \bar{Y}' - B\bar{X}
 \end{aligned}$$

Coeficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{\sqrt{(n\sum X^2 - (\sum X)^2)(n\sum Y'^2 - (\sum Y')^2)}}$$

Proyección con regresiones exponenciales de actuaciones por recierres (AMT LL-02)

X	2019	2020	2021	2022
Y	297	69	71	5

X	Y	Y'=lnY	XY'	X^2	Y'^2
2019	297	5.694	5.69373214	1	32.419
2020	69	4.234	8.46821301	4	17.928
2021	71	4.263	12.7880396	9	18.170
2022	5	1.609	6.43775165	16	2.590
10.000		15.800	33.388	30.000	71.107

n	4
---	---

R	-0.927
---	--------

A'	7.006
----	-------

B	-1.222
A	1103.306

$$\begin{aligned}
 Y &= Ae^{Bx} \\
 \ln Y &= \ln A e^{Bx} \\
 \ln Y &= \ln A + \ln e^{Bx} \\
 \ln Y &= \ln A + BX \\
 Y' &= A' + BX \\
 B &= \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{n\sum X^2 - (\sum X)^2} \\
 A' &= \bar{Y}' - B\bar{X}
 \end{aligned}$$

Coeficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{\sqrt{(n\sum X^2 - (\sum X)^2)(n\sum Y'^2 - (\sum Y')^2)}}$$

Proyección con regresiones exponenciales de actuaciones por recierres (AMT LL-03)

X	2019	2020	2021	2022
Y	83	62	39	35

X	Y	Y'=lnY	XY'	X^2	Y'^2
2019	83	4.419	4.41884061	1	19.526
2020	62	4.127	8.25426877	4	17.033
2021	39	3.664	10.9906849	9	13.422
2022	35	3.555	14.2213922	16	12.640
10.000		15.765	37.885	30.000	62.622

n	4
---	---

R	-0.977
---	--------

A'	4.70473377
----	------------

B	-0.305
---	--------

A	110.469
---	---------

$$\begin{aligned}
 Y &= Ae^{Bx} \\
 \ln Y &= \ln A e^{Bx} \\
 \ln Y &= \ln A + \ln e^{Bx} \\
 \ln Y &= \ln A + BX \\
 Y^i &= A^i + BX \\
 B &= \frac{n(\sum XY^i) - (\sum X)(\sum Y^i)}{n\sum X^2 - (\sum X)^2} \\
 A^i &= \bar{Y}^i - B\bar{X}
 \end{aligned}$$

Coeficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum XY^i) - (\sum X)(\sum Y^i)}{\sqrt{(n\sum X^2 - (\sum X)^2)(n\sum Y^{i2} - (\sum Y^i)^2)}}$$

Proyección de valores de SAIFI para Fallas de tipo NC: "No Programado, Fenómenos Naturales" al año 2025 - LL01

X	2019	2020	2021	2022
Y	4.244	3.519	1.662	0.871

$$Y = Ae^{Bx}$$

$$\ln Y = \ln A + \ln e^{Bx}$$

$$\ln Y = \ln A + Bx$$

$$Y^i = A^i + Bx$$

$$B = \frac{n(\sum XY^i) - (\sum X)(\sum Y^i)}{n\sum X^2 - (\sum X)^2}$$

$$A^i = \bar{Y}^i - B\bar{X}$$

X	Y	Y'=lnY	XY'	X^2	Y'^2
2019	4.244	1.446	1.44550622	1	2.089
2020	3.519	1.258	2.51635372	4	1.583
2021	1.662	0.508	1.52406509	9	0.258
2022	0.871	-0.138	-0.55245321	16	0.019
10.000		3.074	4.933	30.000	3.950

n	4
---	---

R	-0.976
---	--------

A'	2.143651301
----	-------------

B	-0.550
---	--------

A	8.531
---	-------

Coefficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum XY^i) - (\sum X)(\sum Y^i)}{\sqrt{(n\sum X^2 - (\sum X)^2)(n\sum Y^{i2} - (\sum Y^i)^2)}}$$

Proyección de valores de SAIDI para Fallas de tipo NC: "No Programado, Fenómenos Naturales" al año 2025 - LL01

X	2019	2020	2021	2022
Y	12.163	4.407	4.101	1.559

X	Y	Y'=lnY	XY'	X^2	Y'^2
2019	12.163	2.498	2.49839856	1	6.242
2020	4.407	1.483	2.96638837	4	2.200
2021	4.101	1.411	4.23369254	9	1.992
2022	1.559	0.444	1.77617836	16	0.197
10.000		5.837	11.475	30.000	10.631

$$\begin{aligned}
 Y &= Ae^{BX} \\
 \ln Y &= \ln A + \ln e^{BX} \\
 \ln Y &= \ln A + BX \\
 Y' &= A' + BX \\
 B &= \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{n\sum X^2 - (\sum X)^2} \\
 A' &= \bar{Y}' - B\bar{X}
 \end{aligned}$$

n	4
---	---

R	-0.959
---	--------

A'	3.017973355
----	-------------

B	-0.624
---	--------

A	20.450
---	--------

Coefficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{\sqrt{(n\sum X^2 - (\sum X)^2)(n\sum Y'^2 - (\sum Y')^2)}}$$

Proyección de valores de SAIFI para Fallas de tipo NC: “No Programado, Fenómenos Naturales” al año 2025 - LL02

X	2019	2020	2021	2022
Y	11.281	1.371	1.068	1.367

X	Y	X'=lgX	Y'=lgY	X'Y'	X'^2	Y'^2
2019	11.281	0.000	1.052	0.000	0.000	1.107
2020	1.371	0.301	0.137	0.041	0.091	0.019
2021	1.068	0.477	0.029	0.014	0.228	0.001
2022	1.367	0.602	0.136	0.082	0.362	0.018
10.000		1.380	1.354	0.137	0.681	1.145

n	4
---	---

R	-0.979
---	--------

A'	0.896068227
----	-------------

B	-1.616
---	--------

A	7.872
---	-------

$$\begin{aligned}
 Y &= AX^B \\
 \log Y &= \log AX^B \\
 \log Y &= \log A + \log X^B \\
 \underbrace{\log Y}_{Y'} &= \underbrace{\log A}_{A'} + B \underbrace{\log X}_{X'} \\
 Y' &= A' + BX' \\
 B &= \frac{n(\sum X'Y') - (\sum X')(\sum Y')}{n\sum X'^2 - (\sum X')^2} \\
 A' &= \bar{Y}' - B\bar{X}'
 \end{aligned}$$

Coefficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum X'Y') - (\sum X')(\sum Y')}{\sqrt{(n\sum X'^2 - (\sum X')^2)(n\sum Y'^2 - (\sum Y')^2)}}$$

Proyección de valores de SAIDI para Fallas de tipo NC: "No Programado, Fenómenos Naturales" al año 2025 - LL02

X	2019	2020	2021	2022
Y	11.924	3.743	0.942	2.771

X	Y	X'=lgX	Y'=lgY	X'Y'	X'^2	Y'^2
2019	11.924	0.000	1.076	0.000	0.000	1.159
2020	3.743	0.301	0.573	0.173	0.091	0.329
2021	0.942	0.477	-0.026	-0.012	0.228	0.001
2022	2.771	0.602	0.443	0.266	0.362	0.196
10.000		1.380	2.066	0.427	0.681	1.684

n	4
---	---

R	-0.972
---	--------

A'	0.999709502
----	-------------

B	-1.400
A	9.993

$$\begin{aligned}
 Y &= AX^B \\
 \log Y &= \log AX^B \\
 \log Y &= \log A + \log X^B \\
 \log Y &= \log A + B \log X \\
 \underbrace{\log Y}_{Y'} &= \underbrace{\log A}_{A'} + \underbrace{B \log X}_{X'} \\
 Y' &= A' + BX' \\
 B &= \frac{n(\sum X'Y') - (\sum X')(\sum Y')}{n\sum X'^2 - (\sum X')^2} \\
 A' &= \bar{Y}' - B\bar{X}'
 \end{aligned}$$

Coefficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum X'Y') - (\sum X')(\sum Y')}{\sqrt{(n\sum X'^2 - (\sum X')^2)(n\sum Y'^2 - (\sum Y')^2)}}$$

Proyección de valores de SAIFI para Fallas de tipo NC: "No Programado, Fenómenos Naturales" al año 2025 - LL03

X	2019	2020	2021	2022
Y	1.567	1.069	0.702	0.177

X	Y	Y'=lnY	XY'	X^2	Y'^2
2019	1.567	0.449	0.449	1	0.202
2020	1.069	0.067	0.133	4	0.004
2021	0.702	-0.354	-1.061	9	0.125
2022	0.177	-1.732	-6.926	16	2.998
10.000		-1.570	-7.405	30.000	3.330

$$Y = Ae^{BX}$$

$$\ln Y = \ln A + \ln e^{BX}$$

$$\ln Y = \ln A + BX$$

$$Y^i = A^i + BX$$

$$B = \frac{n(\sum XY^i) - (\sum X)(\sum Y^i)}{n\sum X^2 - (\sum X)^2}$$

$$A^i = \bar{Y}^i - B\bar{X}$$

n	4
---	---

R	-0.945
---	--------

A'	1.348327553
----	-------------

B	-0.696
---	--------

A	3.851
---	-------

Coefficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum XY^i) - (\sum X)(\sum Y^i)}{\sqrt{(n\sum X^2 - (\sum X)^2)(n\sum Y^{i2} - (\sum Y^i)^2)}}$$

Proyección de valores de SAIDI para Fallas de tipo NC: "No Programado, Fenómenos Naturales" al año 2025 - LL03

X	2019	2020	2021	2022
Y	4.375	1.352	0.66	0.289

X	Y	Y'=lnY	XY'	X^2	Y'^2
2019	4.375	1.476	1.476	1	2.178
2020	1.352	0.302	0.603	4	0.091
2021	0.66	-0.416	-1.247	9	0.173
2022	0.289	-1.241	-4.965	16	1.541
10.000		0.121	-4.133	30.000	3.983

$$Y = Ae^{BX}$$

$$\ln Y = \ln A + \ln e^{BX}$$

$$\ln Y = \ln A + BX$$

$$Y' = A' + BX$$

$$B = \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{n\sum X^2 - (\sum X)^2}$$

$$A' = \bar{Y}' - B\bar{X}$$

n	4
---	---

R	-0.994
---	--------

A'	2.247363304
----	-------------

B	-0.887
---	--------

A	9.463
---	-------

Coefficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{\sqrt{(n\sum X^2 - (\sum X)^2)(n\sum Y'^2 - (\sum Y')^2)}}$$

Proyección de SAIFI de Fallas de tipo: " No Programado, Fenómenos Naturales" al año 2025 incluido los recierres LL-01

X	2019	2020	2021	2022
Y	141.244	86.519	63.662	32.871

X	Y	Y'=lnY	XY'	X^2	Y'^2
2019	141.244	4.950	4.950	1	24.507
2020	86.519	4.460	8.921	4	19.895
2021	63.662	4.154	12.461	9	17.252
2022	32.871	3.493	13.970	16	12.198
10.000		17.057	40.302	30.000	73.853

$$Y = Ae^{BX}$$

$$\ln Y = \ln A + \ln e^{BX}$$

$$\ln Y = \ln A + BX$$

$$Y' = A' + BX$$

$$B = \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{n\sum X^2 - (\sum X)^2}$$

$$A' = \bar{Y}' - B\bar{X}$$

n	4
---	---

R	-0.990
---	--------

A'	5.434375508
----	-------------

B	-0.468
---	--------

A	229.150
---	---------

Coefficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{\sqrt{(n\sum X^2 - (\sum X)^2)(n\sum Y'^2 - (\sum Y')^2)}}$$

Proyección de SAIDI de Fallas de tipo: " No Programado, Fenómenos Naturales" al año 2025 incluido los recorres LL-01

X	2019	2020	2021	2022
Y	12.199	4.407	4.101	1.569

X	Y	Y'=lnY	XY'	X^2	Y'^2
2019	12.199	2.501	2.501	1	6.257
2020	4.407	1.483	2.966	4	2.200
2021	4.101	1.411	4.234	9	1.992
2022	1.569	0.450	1.802	16	0.203
10.000		5.846	11.503	30.000	10.651

$$Y = Ae^{BX}$$

$$\ln Y = \ln A + \ln e^{BX}$$

$$\ln Y = \ln A + BX$$

$$Y' = A' + BX$$

$$B = \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{n\sum X^2 - (\sum X)^2}$$

$$A' = \bar{Y}' - B\bar{X}$$

n	4
---	---

R	-0.959
---	--------

A'	3.017731837
----	-------------

B	-0.622
---	--------

A	20.445
---	--------

Coefficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{\sqrt{(n\sum X^2 - (\sum X)^2)(n\sum Y'^2 - (\sum Y')^2)}}$$

Proyección de SAIFI de Fallas de tipo: " No Programado, Fenómenos Naturales" al año 2025 incluido los recierres LL-02

X	2019	2020	2021	2022
Y	308.281	70.371	72.068	6.367

X	Y	X'=lgX	Y'=lgY	X'Y'	X'^2	Y'^2
2019	308.281	0.000	2.489	0.000	0.000	6.195
2020	70.371	0.301	1.847	0.556	0.091	3.413
2021	72.068	0.477	1.858	0.886	0.228	3.451
2022	6.367	0.602	0.804	0.484	0.362	0.646
10.000		1.380	6.998	1.927	0.681	13.705

$$Y = AX^B$$

$$\log Y = \log AX^B$$

$$\log Y = \log A + \log X^B$$

$$\log Y = \log A + B \log X$$

$$Y' = A' + BX'$$

$$B = \frac{n(\sum X'Y') - (\sum X')(\sum Y')}{n\sum X'^2 - (\sum X')^2}$$

$$A' = \bar{Y}' - B\bar{X}'$$

n	4
---	---

R	-0.985
---	--------

A'	2.573232689
----	-------------

B	-2.387
---	--------

A	374.311
---	---------

Coefficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum X'Y') - (\sum X')(\sum Y')}{\sqrt{(n\sum X'^2 - (\sum X')^2)(n\sum Y'^2 - (\sum Y')^2)}}$$

Proyección de SAIDI de Fallas de tipo: " No Programado, Fenómenos Naturales" al año 2025 incluido los recorres LL-02

X	2019	2020	2021	2022
Y	12.005	3.763	0.962	2.774

X	Y	X'=lgX	Y'=lgY	X'Y'	X'^2	Y'^2
2019	12.005	0.000	1.079	0.000	0.000	1.165
2020	3.763	0.301	0.576	0.173	0.091	0.331
2021	0.962	0.477	-0.017	-0.008	0.228	0.000
2022	2.774	0.602	0.443	0.267	0.362	0.196
10.000		1.380	2.081	0.432	0.681	1.693

n	4
---	---

R	-0.973
---	--------

A'	1.003068375
----	-------------

B	-1.399
---	--------

A	10.071
---	--------

$$Y = AX^B$$

$$\log Y = \log AX^B$$

$$\log Y = \log A + \log X^B$$

$$\log Y = \log A + B \log X$$

$$Y^i = A^i + B X^i$$

$$B = \frac{n(\sum X^i Y^i) - (\sum X^i)(\sum Y^i)}{n \sum X^{i2} - (\sum X^i)^2}$$

$$A^i = \bar{Y}^i - B \bar{X}^i$$

Coefficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum X^i Y^i) - (\sum X^i)(\sum Y^i)}{\sqrt{(n \sum X^{i2} - (\sum X^i)^2)(n \sum Y^{i2} - (\sum Y^i)^2)}}$$

Proyección de SAIFI de Fallas de tipo: " No Programado, Fenómenos Naturales" al año 2025 incluido los recierres LL-03

X	2019	2020	2021	2022
Y	84.567	63.069	39.702	35.177

X	Y	Y'=lnY	XY'	X^2	Y'^2
2019	84.567	4.438	4.438	1	19.692
2020	63.069	4.144	8.288	4	17.175
2021	39.702	3.681	11.044	9	13.553
2022	35.177	3.560	14.242	16	12.676
10.000		15.824	38.012	30.000	63.096

$$Y = Ae^{BX}$$

$$\ln Y = \ln A + \ln e^{BX}$$

$$\ln Y = \ln A + BX$$

$$Y^i = A^i + BX$$

$$B = \frac{n(\sum XY^i) - (\sum X)(\sum Y^i)}{n\sum X^2 - (\sum X)^2}$$

$$A^i = \bar{Y}^i - B\bar{X}$$

n	4
---	---

R	-0.979
---	--------

A'	4.729462572
----	-------------

B	-0.309
---	--------

A	113.235
---	---------

Coefficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum XY^i) - (\sum X)(\sum Y^i)}{\sqrt{(n\sum X^2 - (\sum X)^2)(n\sum Y^{i2} - (\sum Y^i)^2)}}$$

Proyección de SAIFI de Fallas de tipo: " No Programado, Fenómenos Naturales" al año 2025 incluido los recierres LL-03

X	2019	2020	2021	2022
Y	4.402	1.38	0.683	0.302

X	Y	Y'=lnY	XY'	X^2	Y'^2
2019	4.402	1.482	1.482	1	2.196
2020	1.38	0.322	0.644	4	0.104
2021	0.683	-0.381	-1.144	9	0.145
2022	0.302	-1.197	-4.789	16	1.434
10.000		0.226	-3.807	30.000	3.879

$$Y = Ae^{Bx}$$

$$\ln Y = \ln A + \ln e^{Bx}$$

$$\ln Y = \ln A + BX$$

$$Y' = A' + BX$$

$$B = \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{n\sum X^2 - (\sum X)^2}$$

$$A' = \bar{Y}' - B\bar{X}$$

n	4
---	---

R	-0.994
---	--------

A'	2.241764863
----	-------------

B	-0.874
---	--------

A	9.410
---	-------

Coefficiente de correlación:

$$r = \frac{n(\sum XY') - (\sum X)(\sum Y')}{\sqrt{(n\sum X^2 - (\sum X)^2)(n\sum Y'^2 - (\sum Y')^2)}}$$

ANEXO F

RESUMEN DE SAIDI SAIFI (ANEXO 1-2)

AÑO	MES	ALIMENTADOR	USUARIOS AFECTADOS	HORAS SUMINISTRO	SAIFI	SAIDI	CLIENTES AMT
2022	enero	LL01	762	50.59	0.32	0.02	2352
2022	enero	LL02	4896	3848.74	0.55	0.43	8925
2022	enero	LL03	4731	4257.9	1	0.9	4730
2022	febrero	LL01	3070	1530.56	1.31	0.65	2352
2022	febrero	LL02	12428	6908.47	1.39	0.77	8925
2022	febrero	LL03	4731	630.78	1	0.13	4730
2022	marzo	LL01	351	502.43	0.15	0.21	2352
2022	marzo	LL02	1873	1859.65	0.21	0.21	8925
2022	marzo	LL03	116	122.13	0.02	0.03	4730
2022	abril	LL01	25	31.67	0.01	0.01	2352
2022	abril	LL02	956	5118	0.11	0.57	8925
2022	abril	LL03	0	0	0	0	4730
2022	mayo	LL01	1927	5890.05	0.82	2.5	2352
2022	mayo	LL02	15467	5938.63	1.73	0.67	8925
2022	mayo	LL03	4730	3750.85	1	0.79	4730
2022	junio	LL01	1752	2967.26	0.74	1.26	2352
2022	junio	LL02	6637	5184.81	0.74	0.58	8925
2022	junio	LL03	0	0	0	0	4730
2022	julio	LL01	3664	22892.8	1.5	9.4	2436
2022	julio	LL02	9942	9965.41	1.1	1.11	9018
2022	julio	LL03	3581	15343.58	0.68	2.91	5269
2022	agosto	LL01	1794	1418.82	0.74	0.58	2436
2022	agosto	LL02	4951	16558.65	0.55	1.84	9018
2022	agosto	LL03	0	0	0	0	5269
2022	setiembre	LL01	102	144.5	0.04	0.06	2436
2022	setiembre	LL02	17435	99957.07	1.93	11.08	9018
2022	setiembre	LL03	54	119.7	0.01	0.02	5269
2022	octubre	LL01	1193	892.52	0.49	0.37	2436
2022	octubre	LL02	1008	2192.26	0.11	0.24	9018
2022	octubre	LL03	167	315.5	0.03	0.06	5269
2022	noviembre	LL01	1419	2185.1	0.58	0.9	2436
2022	noviembre	LL02	10611	15505.04	1.18	1.72	9018
2022	noviembre	LL03	297	471.97	0.06	0.09	5269
2022	diciembre	LL01	2587	4129.06	1.06	1.7	2436
2022	diciembre	LL02	1779	3066.18	0.2	0.34	9018
2022	diciembre	LL03	451	810	0.09	0.15	5269
2021	enero	LL01	11682	73518.8	0.451	3.387	3434
2021	enero	LL02	5059	9664.98	0.488	0.932	10365
2021	enero	LL03	1124	487.07	0.226	0.098	4989
2021	febrero	LL01	0	0	0.742	0	3434
2021	febrero	LL02	918	2723.4	0.089	0.263	10365

2021 febrero	LL03	0	0	0	0	4989
2021 marzo	LL01	2610	19530.88	1.253	5.688	3434
2021 marzo	LL02	1810	2715	0.175	0.262	10365
2021 marzo	LL03	0	0	0	0	4989
2021 abril	LL01	3590	5307.72	1.27	1.86	3434
2021 abril	LL02	259	440.3	0.029	0.083	10365
2021 abril	LL03	0	0	0	0	4989
2021 mayo	LL01	2203	4472.55	0.641	1.303	3434
2021 mayo	LL02	0	0	0	0	10365
2021 mayo	LL03	0	0	0	0	4989
2021 junio	LL01	0	0	0	0	3434
2021 junio	LL02	12916	27950.8	0.686	2.028	10365
2021 junio	LL03	561	841.55	0.112	0.169	4989
2021 julio	LL01	2005	3908.89	0.915	1.604	2437
2021 julio	LL02	23	623.68	0.003	0.07	8946
2021 julio	LL03	0	0	0	0	4680
2021 agosto	LL01	376	952.53	0	0	2437
2021 agosto	LL02	1446	4430.29	0	0	8946
2021 agosto	LL03	0	0	0	0	4680
2021 setiembre	LL01	0	0	0.003	0	2437
2021 setiembre	LL02	7047	8841.06	0.789	0.989	8946
2021 setiembre	LL03	0	0	0	0	4680
2021 octubre	LL01	872	1171.65	0.37	0.481	2437
2021 octubre	LL02	19562	8437.06	0.22	0.219	8946
2021 octubre	LL03	30	2.98	0.006	0.001	4680
2021 noviembre	LL01	4367	1696.93	1.543	0.696	2437
2021 noviembre	LL02	6832	3657.48	0.764	0.409	8946
2021 noviembre	LL03	4874	9610.74778	1.041	2.054	4680
2021 diciembre	LL01	1317	1462.86	0.205	0.555	2437
2021 diciembre	LL02	8066	7126.04	0.901	0.796	8946
2021 diciembre	LL03	4450	2670	0.646	0.571	4680
2020 enero	LL01	3943	11292.67	4.232	3.67	3077
2020 enero	LL02	1038	2586.35	0.104	0.258	10013
2020 enero	LL03	0	0	0	0	4694
2020 febrero	LL01	2282	2931.66	0	0.953	3077
2020 febrero	LL02	16252	4004.77	1.623	0.4	10013
2020 febrero	LL03	5142	5499.68	1.095	1.172	4694
2020 marzo	LL01	1518	7028	0	2.284	3077
2020 marzo	LL02	3055	47281.95	0.305	4.722	10013
2020 marzo	LL03	45	619.5	0.01	0.132	4694
2020 abril	LL01	691	276.4	0.013	0.09	3077
2020 abril	LL02	726	1482.25	0.073	0.148	10013
2020 abril	LL03	0	0	0	0	4694
2020 mayo	LL01	596	1197.8	0.194	0.389	3077
2020 mayo	LL02	9923	2150.02	0	0	10013
2020 mayo	LL03	0	0	0	0	4694

2020 junio	LL01	343	457.33	0.111	0.149	3077
2020 junio	LL02	0	0	0	0	10013
2020 junio	LL03	0	0	0	0	4694
2020 julio	LL01	286	243.1	0	0.079	3096
2020 julio	LL02	1498	670.26	0.039	0.008	10208
2020 julio	LL03	58	69.6	0.012	0.014	4856
2020 agosto	LL01	3097	1137.9	1.732	1.441	3096
2020 agosto	LL02	2275	7699.54	0.223	0.754	10208
2020 agosto	LL03	4856	6393.75	1	1.317	4856
2020 setiembre	LL01	10	3.33	0	0.001	3096
2020 setiembre	LL02	1245	1016.75	0	0	10208
2020 setiembre	LL03	322	295.17	1.066	2.277	4856
2020 octubre	LL01	1429	788	0.45	0.255	3096
2020 octubre	LL02	31	728.5	0.003	0.071	10208
2020 octubre	LL03	4855	10600.07	1	2.183	4856
2020 noviembre	LL01	464	1733.65	0.399	0.56	3096
2020 noviembre	LL02	905	2172	0.089	0.213	10208
2020 noviembre	LL03	9708	63146.71	1.999	13.004	4856
2020 diciembre	LL01	686	11158.94	0.433	3.604	3096
2020 diciembre	LL02	0	0	0	0	10208
2020 diciembre	LL03	0	0	0	0	4856
2019 enero	LL01	3598	33966.61	0.9	8.54	3977
2019 enero	LL02	15054	19978.01	1.54	2.05	9768
2019 enero	LL03	111	1951.75	0.02	0.42	4596
2019 febrero	LL01	7353	4734.06	1.85	1.19	3977
2019 febrero	LL02	19348	62473.79	1.98	6.4	9768
2019 febrero	LL03	0	0	0	0	4596
2019 marzo	LL01	3088	12032.45	0.78	3.03	3977
2019 marzo	LL02	11958	16113.47	1.22	1.65	9768
2019 marzo	LL03	534	7502.7	0.12	1.63	4596
2019 abril	LL01	3464	1096.94	0.87	0.28	3977
2019 abril	LL02	19487	4576.43	1.99	0.47	9768
2019 abril	LL03	0	0	0	0	4596
2019 mayo	LL01	381	3842.85	0.1	0.97	3977
2019 mayo	LL02	9304	29806.6	0.95	3.05	9768
2019 mayo	LL03	15	36.5	0	0.01	4596
2019 junio	LL01	0	0	0	0	3977
2019 junio	LL02	4434	11439.65	0.45	1.17	9768
2019 junio	LL03	4818	45594.98	1.05	9.92	4596
2019 julio	LL01	367	253	0.09	0.06	3977
2019 julio	LL02	8514	28236.16	0.87	2.89	9768
2019 julio	LL03	4363	2160.67	0.95	0.47	4596
2019 agosto	LL01	3742	5926.8	0.94	1.49	3977
2019 agosto	LL02	5762	8532.97	0.59	0.87	9768
2019 agosto	LL03	672	2777.7	0.15	0.6	4596
2019 setiembre	LL01	4509	5082.12	1.13	1.28	3977

2019	setiembre	LL02	4644	13080.71	0.48	1.34	9768
2019	setiembre	LL03	190	510.88	0.04	0.11	4596
2019	octubre	LL01	20121	31886.91	5.06	8.02	3977
2019	octubre	LL02	23300	34318.59	2.39	3.51	9768
2019	octubre	LL03	2005	13703.65	0.44	2.98	4596
2019	noviembre	LL01	8448	22535.06	2.12	5.67	3977
2019	noviembre	LL02	19507	21775.71	2	2.23	9768
2019	noviembre	LL03	903	1580.25	0.2	0.34	4596
2019	diciembre	LL01	5875	19523.61	1.48	4.91	3977
2019	diciembre	LL02	63653	64516.05	6.52	6.6	9768
2019	diciembre	LL03	544	308.27	0.12	0.07	4596

Etiquetas de fila	LL01		LL02		LL03		Total Suma de SAIFI	Total Suma de SAIDI
	Suma de SAIFI	Suma de SAIDI	Suma de SAIFI	Suma de SAIDI	Suma de SAIFI	Suma de SAIDI		
2019	15.32	35.44	20.98	32.23	3.09	16.55	39.39	84.22
2020	7.564	13.475	2.459	6.574	6.182	20.099	16.205	40.148
2021	7.393	15.574	4.144	6.051	2.031	2.893	13.568	24.518
2022	7.76	17.66	9.8	19.56	3.89	5.08	21.45	42.3
Total general	38.037	82.149	37.383	64.415	15.193	44.622	90.613	191.186

ANEXO G

SUSTENTO DE ALTERNATIVAS

Las alternativas de mejora no consideradas tuvieron un análisis en aspecto económico, así como también en los plazos de implementación los cuales fueron obtenidos de los diferentes contratos que realizó la empresa (electro sur este) con terceros. Por un tema de reserva de información, estos no fueron colocados dentro de la tesis, así mismo se detalla en el siguiente cuadro el resumen de la información obtenida los cuales permitieron descartar las 2 alternativas de mejora con respecto a nuestra alternativa planteada.

Alternativa	Alternativa de solución	Contrato	Licitación de referencia	Descripción	Plazo (días)	Cant.	Costo Unitario	Costo	Plazo total (días)	Costo Total
1	Implementación de indicadores de falla con comunicaciones	Contrato N°004-2016	LP-022-2015-ELSE	Adquisición de indicadores de falla con comunicaciones	50	50	-	S/531,944.00	80	S/565,394.00
		Cotización	Cotización- Ingenieros Soluciones Integrales SRL	Servicio de instalación de localizadores de falla	30	50	-	S/33,450.00		
2	Incrementar pararrayos, seccionadores y reconectores asistidos por relé con ECP en toda la red de media tensión del sistema en estudio.	Contrato N°276-2014	LP-276-2014-ELSE	Adquisición de pararrayos de línea para MT	79	900	S/937.91	S/844,119.00	559	S/4,573,531.90
		Contrato N°114-2017	CP-028-2017-ELSE	Montaje y puesta en servicio de pararrayos de línea de media tensión	150	705	S/1,022.54	S/720,890.70		
		Contrato N°301-2015	LP-025-2015-ELSE	Adquisición de seccionadores fusibles de tres etapas	65	730	S/1,190.62	S/869,152.60		
		Contrato N°172-2016	LP-009-2016-ELSE	Montaje y puesta en servicio de seccionadores de tres etapas	90	710	S/110.00	S/78,100.00		
		Contrato N°396-2015	LP-019-2015-ELSE	Adquisición, montaje y puesta en servicio de interruptores de cierre automático	150	24	S/85,338.40	S/2,048,121.60		
	MEMO-355-2019	Pedido de compra No 4500035502	Servicio de implementación del estudio de coordinación de protecciones	25	1	S/13,148.00	S/13,148.00			
3	Implementación de un sistema de gestión de macro data con información del SCADA	-	-	Implementación de un sistema de gestión de macro data con información del SCADA	30	1	s/50,000.00	s/50,000.00	30	s/50,000.00

DETERMINACION DEL VAN Y TIR DE LAS ALTERNATIVAS (Beneficio)

DATOS

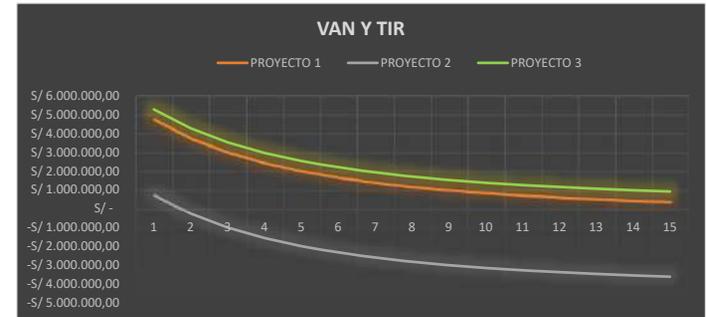
TASA DE DESCUENTO 12%

ALTERNATIVAS

ITEM	DENOMINACION DE ALTERNATIVA	INVERSION	2019-S1	2019-S2	2020-S1	2020-S2	2021-S1	2021-S2	2022-S1	2022-S2	VAN	TIR
			SEMESTRE 1	SEMESTRE 2	SEMESTRE 3	SEMESTRE 4	SEMESTRE 5	SEMESTRE 6	SEMESTRE 7	SEMESTRE 8		
1	Implementación de indicadores de falla con comunicaciones	-S/ 565.394,00	S/ 675.602,56	S/ 697.877,99	S/ 660.177,16	S/ 562.364,14	S/ 843.132,57	S/ 685.302,08	S/ 567.225,13	S/ 625.177,67	S/ 2.756.154,30	120%
2	Incrementar pararrayos, seccionadores y reconectores asistidos por relé con ECP en toda la red de media tensión del sistema en estudio.	-S/ 4.573.531,90	S/ 675.602,56	S/ 697.877,99	S/ 660.177,16	S/ 562.364,14	S/ 843.132,57	S/ 685.302,08	S/ 567.225,13	S/ 625.177,67	-S/ 1.251.983,60	4%
3	Implementación de un sistema de gestión de macro data con información del SCADA	-S/ 50.000,00	S/ 675.602,56	S/ 697.877,99	S/ 660.177,16	S/ 562.364,14	S/ 843.132,57	S/ 685.302,08	S/ 567.225,13	S/ 625.177,67	S/ 3.271.548,30	1354%

VALOR ACTUAL NETO POR ALTERNATIVA

TASA DE DESCUENTO	1	2	3
0%	S/ 4.751.465,28	S/ 743.327,38	S/ 5.266.859,28
5%	S/ 3.742.237,68	-S/ 265.900,22	S/ 4.257.631,68
10%	S/ 2.998.732,27	-S/ 1.009.405,63	S/ 3.514.126,27
15%	S/ 2.438.466,74	-S/ 1.569.671,16	S/ 2.953.860,74
20%	S/ 2.007.535,24	-S/ 2.000.602,66	S/ 2.522.929,24
25%	S/ 1.669.853,66	-S/ 2.338.284,24	S/ 2.185.247,66
30%	S/ 1.400.730,61	-S/ 2.607.407,29	S/ 1.916.124,61
35%	S/ 1.182.925,04	-S/ 2.825.212,86	S/ 1.698.319,04
40%	S/ 1.004.171,15	-S/ 3.003.966,75	S/ 1.519.565,15
45%	S/ 855.590,62	-S/ 3.152.547,28	S/ 1.370.984,62
50%	S/ 730.653,34	-S/ 3.277.484,56	S/ 1.246.047,34
55%	S/ 624.484,34	-S/ 3.383.653,56	S/ 1.139.878,34
60%	S/ 533.393,62	-S/ 3.474.744,28	S/ 1.048.787,62
65%	S/ 454.551,90	-S/ 3.553.586,00	S/ 969.945,90
70%	S/ 385.763,65	-S/ 3.622.374,25	S/ 901.157,65



	EMPRESA ELECTRO SUR ESTE S.A.A. SOLICITUD DE INFORMACIÓN	FECHA: 10/02/2022 HORA : 18:00 horas
		"IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE MACRODATA PARA EL SCADA DE ELECTRO SUR ESTE S.A.A. PARA LA MEJORA DE LA OPERACIÓN PLANIFICADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CHUMBIVILCAS AL AÑO 2025"
		VERSIÓN: 1.0 PAGINA : 1/1

1. RESUMEN

En el presente documento, se remite la información respecto a la solicitud de información para el trabajo de investigación "Estudio de coordinación de aislamiento de las líneas 22.9 kV Chumbivilcas".

2. REFERENCIA

- Documento ingresado de manera presencial a la oficina de centro de control "Solicito emisión de información correspondiente al sistema eléctrico de Chumbivilcas"
 - Edans Bethuel Loaiza Gutierrez - Cel:986743551
 - Manuel Angel Meza Ccana - Cel:918088678

3. DETALLE DE INFORMACIÓN

Ítem A: En el Anexo A, se adjunta en archivo Excel la lista de operaciones (Cierre - Apertura) de los reconectores IN-260, IN-261 e IN-262 correspondiente a los alimentadores en 22.9 kV LL-01, LL-02 y LL-03 respectivamente de la S.E. Llusco desde el año 2019 a la fecha.

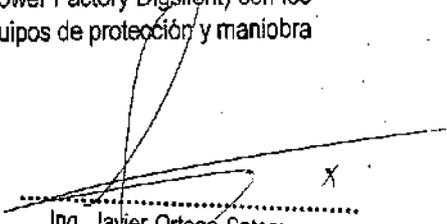
Ítem B: En el Anexo B, se adjunta las interrupciones registrados en los alimentadores en 22.9 kV LL-01, LL-02 y LL-03 de la S.E. Llusco, así como el número de clientes reportado para cada año de acuerdo al procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos N° 074-2004-OS/CD Osinermin desde el año 2019 a la fecha.

Ítem C: En el Anexo C, se adjunta los Anexos I y II de OSINERGMIN correspondiente a los alimentadores en 22.9 kV LL-01, LL-02 y LL-03 de la S.E. Llusco, así como el número de clientes reportado para cada año de acuerdo al procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos N° 074-2004-OS/CD Osinermin desde el año 2019 a la fecha.

Ítem D: En el Anexo D, se adjunta los diagramas unifilares de los alimentadores LL-01, LL-02 y LL-03; así también el diagrama de operación de la S.E. Llusco.

Ítem E: En el Anexo E, se adjunta el archivo *.kmz con los parámetros eléctricos de las redes de MT, subestaciones de distribución, estructuras de MT, equipos de protección y maniobra, pararrayos y puesta a tierra los alimentadores LL-01, LL-02 y LL-03 de la S.E. Llusco.

Ítem F: En el Anexo F, se adjunta el archivo *.pfd (extensión del programa Power Factory Digsilent) con los parámetros eléctricos de las redes de MT, subestaciones de distribución y equipos de protección y maniobra del sistema eléctrico de Chumbivilcas (SE3242).


 Ing. Javier Ortega Sotomayor
 JEFE CENTRO DE CONTROL (e)
 Electro Sur Este S.A.A.

Saludos cordiales,

Centro de Control ELSE

ACTA DE REUNIÓN N.º 01

SOLICITANTES : EDANS BETHUEL LOAIZA GUTIERREZ
 : MANUEL ANGEL MEZA CCANA
 MOTIVO : RECABAR INFORMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS
 NOMBRE DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN : “IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE MACRODATA PARA EL SCADA DE ELECTRO SUR ESTE S.A.A PARA LA MEJORA DE LA OPERACIÓN PLANIFICADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CHUMBIVILCAS AL AÑO 2025”
 FECHA DE ACTA : 03/01/2022

Siendo las 18 horas del día 03 del mes de enero del año 2022 se da inicio a la reunión convocada y solicitada por los bachilleres Edans Bethuel Loaiza Gutierrez y Manuel Ángel Meza Ccana de la Escuela profesional de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco con los supervisores del Centro de control de la empresa de distribución Electro Sur Este S.A.A., se hicieron presentes los interesados, así como los operadores de la empresa distribuidora, que a continuación se detalla:

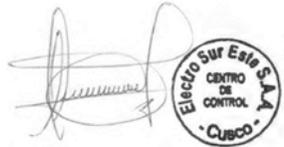
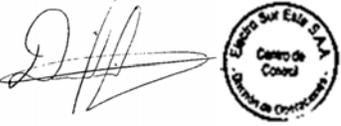
Por la Entidad : Ing. Javier Ortega Sotomayor
 Ing. Paúl Ávalos Messicano
 Ing. Diego Vera Lopez.
 Br. Alberth Huarhua Tupayachi

Por los tesisistas : Br. Edans Loaiza Gutierrez
 Br. Manuel Meza Ccana

Reunión realizada con motivo de recabar y recopilar información referente a los siguientes puntos:

Información	Tipo/Formato
Procedimiento de la coordinación en tiempo real.	Conversatorio
Recierres de los reconectores instalados en la S.E.T. Llusco al 2021	.xlsx
Interrupciones de la subestación de Llusco 2019-2021	.xlsx
Anexos I y II del Procedimiento 074-OSINERGMIN	.txt
Topología de la red del sistema eléctrico de Chumbivilcas al año 2021	.mxd
Componentes de la red Eléctrica en estudio versión 2021	.mxd

Siendo las 20:10 horas del día 03 de enero del año 2022 se concluyó la reunión, suscribiéndose el presente Acta con la conformidad de los presentes.

ÍTEM	NOMBRE Y APELLIDO	CARGO	FIRMA
1	Edans Bethuel Loaiza Gutierrez	Tesista	
2	Manuel Angel Meza Ccana	Tesista	
3	Javier Ortega Sotomayor	Jefe de la Oficina de Centro de control ELSE	
4	Paúl Johan Ávalos Messicano	Sup. Centro de control ELSE	
5	Diego Eduardo Vera López	Sup. Centro de control ELSE	
6	Alberth Huarhua Tupayachi	Sup. Centro de control ELSE	

ACTA DE REUNIÓN N.º 02

SOLICITANTES : EDANS BETHUEL LOAIZA GUTIERREZ
 : MANUEL ANGEL MEZA CCANA
 MOTIVO : RECABAR INFORMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS
 NOMBRE DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN : “IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE MACRODATA PARA EL SCADA DE ELECTRO SUR ESTE S.A.A PARA LA MEJORA DE LA OPERACIÓN PLANIFICADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CHUMBIVILCAS AL AÑO 2025”
 FECHA DE ACTA : 04/02/2023

Siendo las 18 horas del día 04 del mes de febrero del año 2023 se da inicio a la reunión convocada y solicitada por los bachilleres Edans Bethuel Loaiza Gutierrez y Manuel Ángel Meza Ccana de la Escuela profesional de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco con los supervisores del Centro de control de la empresa de distribución Electro Sur Este S.A.A., se hicieron presentes los interesados, así como los operadores de la empresa distribuidora, que a continuación se detalla:

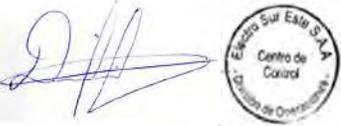
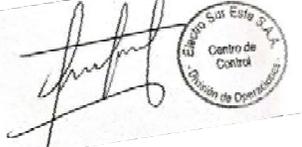
Por la Entidad : Ing. Javier Ortega Sotomayor
 Ing. Paúl Ávalos Messicano
 Ing. Diego Vera López.
 Br. Alberth Huarhua Tupayachi

Por los tesisistas : Br. Edans Loaiza Gutierrez
 Br. Manuel Meza Ccana

Reunión realizada con motivo de recabar y recopilar información referente a los siguientes puntos:

Información	Tipo/Formato
Procedimiento de la coordinación en tiempo real con la alternativa implementada.	Conversatorio
Recierres de los reconectores instalados en la S.E.T. Llusco del año 2022	.xlsx
Verificación de la distancia de falla obtenida por el MG_ELSE y la ubicación de falla informada por el personal de campo.	.txt
Anexos I y II del Procedimiento 074-OSINERGMIN del año 2022.	.txt
Recomendaciones y propuestas de mejora para el MG_ELSE	Conversatorio

Siendo las 21:10 horas del día 04 de febrero del año 2023 se concluyó la reunión, suscribiéndose el presente Acta con la conformidad de los presentes.

ÍTEM	NOMBRE Y APELLIDO	CARGO	FIRMA
1	Edans Bethuel Loaiza Gutierrez	Tesisista	
2	Manuel Angel Meza Ccana	Tesisista	
3	Javier Ortega Sotomayor	Jefe de la Oficina de Centro de control ELSE	
4	Paúl Johan Ávalos Messicano	Sup. Centro de control ELSE	
5	Diego Eduardo Vera López	Sup. Centro de control ELSE	
6	Alberth Huarhua Tupayachi	Sup. Centro de control ELSE	



Ficha de Validación por Criterio de Experto

1. Datos Generales

- 1.1. Apellidos y nombres del Experto: *CARLOS ROMERO MARCO SANDOVAL*
- 1.2. Grado académico / mención : *INGENIERO ELECTRICISTA*
- 1.3. N° DNI / Teléfono y/o celular : *47998290 / 943278514*
- 1.4. Cargo e institución donde labora: *ELECTRO SUR ESTE S.A.A.*
- 1.5. Autor(es) del instrumento : *EDUARD LOAYZA y MANUEL MECA*
- 1.6. Lugar y fecha : *CUSCO 02 DE FEBRERO DEL 2022*

2. Aspectos de la Evaluación

Indicadores	Criterios	Deficiente 1	Aceptable 3	Bueno 5
1. Claridad	Está formulado con lenguaje apropiado y comprensible.			X
2. Objetividad	El instrumento está organizado y expresado en comportamientos observables.			X
3. Actualidad	Adecuado al avance de la ciencia y la tecnología.			X
4. Organización	Presentación ordenada.			X
5. Suficiencia	Comprende aspectos de las variables en cantidad y calidad suficiente.		X	
6. Pertinencia	Permite conseguir datos de acuerdo a los objetivos planteados.			X
7. Consistencia	Pretende conseguir datos basado en teorías o modelos teóricos.			X
8. Coherencia	Entre variables, dimensiones, indicadores e ítems.		X	
9. Metodología	La estrategia responde al propósito de la investigación.			X
10. Aplicación	Los datos permiten un tratamiento estadístico pertinente.			X
Conteo total de marcas		A	B	C

$$\text{Coeficiente de validez} = \frac{1 \times A + 3 \times B + 5 \times C}{50} = \frac{46}{50} = 0.92$$

3. Opinión de aplicabilidad

Intervalo	Categoría	
[0,20 – 0,40]	No válido, reformular	<input type="radio"/>
<0,41 – 0,60]	No válido, modificar	<input type="radio"/>
<0,61 – 0,80]	Válido, mejorar	<input type="radio"/>
<0,81 – 1,00]	Válido, aplicar	<input checked="" type="radio"/>

4. Recomendaciones

.....


 Firma del Experto
 DNI. N° *47998290*



Ficha de Validación por Criterio de Experto

1. Datos Generales

- 1.1. Apellidos y nombres del Experto: YABAR CUADROS WALKER OMAR
- 1.2. Grado académico / mención : INGENIERO ELECTRICISTA
- 1.3. N° DNI / Teléfono y/o celular : 41998796 / 958759834
- 1.4. Cargo e institución donde labora: INGENIERO SUR ESTE S.A.A.
- 1.5. Autor(es) del instrumento : EDRANS LOAIZA Y MANUEL DIEZA
- 1.6. Lugar y fecha : LUSCO, 02 DE FEBRERO DEL 2022

2. Aspectos de la Evaluación

Indicadores	Criterios	Deficiente 1	Aceptable 3	Bueno 5
1. Claridad	Está formulado con lenguaje apropiado y comprensible.			X
2. Objetividad	El instrumento está organizado y expresado en comportamientos observables.		X	
3. Actualidad	Adecuado al avance de la ciencia y la tecnología.			X
4. Organización	Presentación ordenada.			X
5. Suficiencia	Comprende aspectos de las variables en cantidad y calidad suficiente.			X
6. Pertinencia	Permite conseguir datos de acuerdo a los objetivos planteados.			X
7. Consistencia	Pretende conseguir datos basado en teorías o modelos teóricos.		X	
8. Coherencia	Entre variables, dimensiones, indicadores e ítems.			X
9. Metodología	La estrategia responde al propósito de la investigación.			X
10. Aplicación	Los datos permiten un tratamiento estadístico pertinente.		X	
Conteo total de marcas		A	B	C

$$\text{Coeficiente de validez} = \frac{1 \times A + 3 \times B + 5 \times C}{50} = \frac{44}{50} = 0.88$$

3. Opinión de aplicabilidad

Intervalo	Categoría	
[0,20 – 0,40]	No válido, reformular	<input type="radio"/>
<0,41 – 0,60]	No válido, modificar	<input type="radio"/>
<0,61 – 0,80]	Válido, mejorar	<input type="radio"/>
<0,81 – 1,00]	Válido, aplicar	<input checked="" type="radio"/>

4. Recomendaciones


WALKER OMAR YABAR CUADROS
 INGENIERO ELECTRICISTA
 CIP 137061

Firma del Experto
 DNI. N° 41998796.....



Ficha de Validación por Criterio de Experto

1. Datos Generales

- 1.1. Apellidos y nombres del Experto: ORTEGA SOTOMAYOR JAVIER
 1.2. Grado académico / mención : MAGISTER / SISTEMAS DE POTENCIA
 1.3. N° DNI / Teléfono y/o celular : 42289376 / 982052204
 1.4. Cargo e institución donde labora: JEFE DE CENTRO DE CONTROL
 1.5. Autor(es) del instrumento : EDUARD LOAYZA GUTIERREZ
 1.6. Lugar y fecha : 15 DE DICIEMBRE 2023

2. Aspectos de la Evaluación

Indicadores	Criterios	Deficiente 1	Aceptable 3	Bueno 5
1. Claridad	Está formulado con lenguaje apropiado y comprensible.		X	
2. Objetividad	El instrumento está organizado y expresado en comportamientos observables.			X
3. Actualidad	Adecuado al avance de la ciencia y la tecnología.			X
4. Organización	Presentación ordenada.		X	
5. Suficiencia	Comprende aspectos de las variables en cantidad y calidad suficiente.			X
6. Pertinencia	Permite conseguir datos de acuerdo a los objetivos planteados.			X
7. Consistencia	Pretende conseguir datos basado en teorías o modelos teóricos.			X
8. Coherencia	Entre variables, dimensiones, indicadores e ítems.			X
9. Metodología	La estrategia responde al propósito de la investigación.			X
10. Aplicación	Los datos permiten un tratamiento estadístico pertinente.			X
Conteo total de marcas		A	B	C

$$\text{Coeficiente de validez} = \frac{1 \times A + 3 \times B + 5 \times C}{50} = \underline{0,92}$$

3. Opinión de aplicabilidad

Intervalo	Categoría	
[0,20 – 0,40]	No válido, reformular	<input type="radio"/>
<0,41 – 0,60]	No válido, modificar	<input type="radio"/>
<0,61 – 0,80]	Válido, mejorar	<input type="radio"/>
<0,81 – 1,00]	Válido, aplicar	<input checked="" type="radio"/>

4. Recomendaciones

..... EVALUAR CRITERIOS Y METODOLOGIA A OTROS SISTEMAS ELECTRICOS

.....
 Ing. Javier Ortega Sotomayor
 JEFE CENTRO DE CONTROL (e)
 Firma del Experto
 DNI 42289376
 42289376



Ficha de Validación por Criterio de Experto

1. Datos Generales

- 1.1. Apellidos y nombres del Experto: Dueñas Alagon Yuri Alex
- 1.2. Grado académico / mención : Ingeniería Eléctrica
- 1.3. N° DNI / Teléfono y/o celular : 43261088 / 954163212 / 941817335
- 1.4. Cargo e institución donde labora: Supervisor de Operaciones
- 1.5. Autor(es) del instrumento : Edans Bethuel Loariza Gutierrez
- 1.6. Lugar y fecha : Cusco, 11 de diciembre 2023

2. Aspectos de la Evaluación

Indicadores	Criterios	Deficiente	Aceptable	Bueno
		1	3	5
1. Claridad	Está formulado con lenguaje apropiado y comprensible.			X
2. Objetividad	El instrumento está organizado y expresado en comportamientos observables.			X
3. Actualidad	Adecuado al avance de la ciencia y la tecnología.			X
4. Organización	Presentación ordenada.			X
5. Suficiencia	Comprende aspectos de las variables en cantidad y calidad suficiente.			X
6. Pertinencia	Permite conseguir datos de acuerdo a los objetivos planteados.		X	
7. Consistencia	Pretende conseguir datos basado en teorías o modelos teóricos.		X	
8. Coherencia	Entre variables, dimensiones, indicadores e ítems.			X
9. Metodología	La estrategia responde al propósito de la investigación.			X
10. Aplicación	Los datos permiten un tratamiento estadístico pertinente.			X
Conteo total de marcas		A	B	C
			2	7

$$\text{Coeficiente de validez} = \frac{1 \times A + 3 \times B + 5 \times C}{50} = \frac{0 + 6 + 35}{50} = 0.92$$

3. Opinión de aplicabilidad

Intervalo	Categoría	
[0,20 – 0,40]	No válido, reformular	<input type="radio"/>
<0,41 – 0,60]	No válido, modificar	<input type="radio"/>
<0,61 – 0,80]	Válido, mejorar	<input type="radio"/>
<0,81 – 1,00]	Válido, aplicar	<input checked="" type="radio"/>

4. Recomendaciones

.....


 Yuri Alex Dueñas Alagon
 SUPERVISOR - OPERACIONES
 Firma del Experto
 DNI. N° 43261088